

VISIT...

LANZAROTE  
*Caliente*.COM

Р.З.АМИНОВ  
В.А.ХРУСТАЛЕВ  
А.С.ДУХОВЕНСКИЙ  
А.И.ОСАДЧИЙ

# **АЭС с ВВЭР:** **Режимы,** **характеристики,** **эффективность**

*Оцифровано специально для электронной  
библиотеки "Полярного Сияния"*

*Внимание!!! Коммерческое распространение  
карается посадением на кол*



МОСКВА  
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ  
1990

**АЭС с ВВЭР:** Режимы, характеристики, эффективность/Р. З. Аминов, В. А. Хрусталев, А. С. Духовенский, А. И. Осадчий.—М.: Энергоатомиздат, 1990.—264 с.—ISBN 5-283-03796-7.

Излагаются научные и инженерные вопросы совершенствования основного оборудования действующих и проектируемых энергоблоков АЭС с ВВЭР. Обоснован метод комплексного поиска и анализа оптимальных решений по реакторно-парогенераторной и турбинной частям энергоблока с учетом их взаимовлияния и системных связей. Приведены критерии оптимальности параметрических и схемных решений. Обосновывается максимум полезного эффекта в расширенной системе: ядерная паропроизводящая установка — турбогенератор — замещаемая энергогенерирующая мощность.

Рассмотрены способы и эффективность повышения коэффициента загрузки АЭС и рациональные пути их участия в покрытии неравномерностей графиков энергосистем. Изложены вопросы структурной надежности, а также получения дополнительной мощности и применения тепловой аккумуляции на энергоблоках с ВВЭР.

Для научных работников исследовательских и проектных институтов, инженеров АЭС; может быть полезна также студентам и аспирантам специальностей «Тепловые электрические станции» и «Атомные электрические станции и установки».

Табл. 43. Ил. 123. Библиогр.: 127 назв.

Рецензент В. А. Петров

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Развитие ядерной энергетики требует решения ряда важных научных и инженерных вопросов. К их числу относятся прежде всего повышение безопасности, надежности, эффективности и экономичности вновь создаваемого и уже используемого основного оборудования атомных энергоблоков с мощными водо-водяными реакторами (АЭС с ВВЭР).

Решение этих вопросов должно быть связано с изучением возможностей адаптации таких энергоблоков к условиям их работы в современных и перспективных энергосистемах. Эти особенности становятся наиболее важными при возрастании доли выработки энергии на АЭС с ВВЭР в крупных энергообъединениях. Учет их, по-видимому, необходим уже сейчас и должен заключаться как в выборе рациональных режимов и способов работы, так и в обосновании новых схем. Методически правильно эти задачи решать при подходе к энергоблоку как к единому целому, используя принципы системного анализа. Многообразие внешних связей и исходных условий делает необходимым выделить и изучить наиболее существенные из них. Такой подход позволяет более полно раскрыть взаимосвязи между оптимальными параметрами и характеристиками основных элементов энергоблока и их зависимость от внешних факторов.

К настоящему времени опубликовано достаточно большое количество работ, в той или иной мере решающих обособленно затронутые проблемы, связанные с реакторами, парогенераторами, турбоустановками; широко известны книги по безопасности ВВЭР.

Авторы стремились, не повторяя известного, показать, что ВВЭР — реактор, имеющий еще значительные ресурсы в своем совершенствовании и развитии. В соответствии с этими представлениями в книге изложен общий подход к выбору характеристик и режимов АЭС с ВВЭР.

Предлагаемая книга является одной из первых попыток создания такого обобщенного подхода к исследованию ядерного энергоблока. Ее основой являются разработанные в СПИ



методы оптимизации маневренных теплоэнергетических установок, их режимов и предложения по конструкционному совершенствованию, оптимизации параметров и улучшению характеристик, в том числе маневренных, выполненные в ИАЭ им. И. В. Курчатова.

Общая редакция книги выполнена доктором техн. наук проф. Р. З. Аминовым, им также написаны § 3.3, 6.1. Глава 3 (кроме § 3.3), § 7.4 и часть § 8.3 написаны В. А. Хрусталевым. Главы 1, 4—6, § 7.1, 7.5, 8.1, 8.2 и часть § 8.3 написаны Р. З. Аминовым и В. А. Хрусталевым. Глава 2, § 7.2, 7.3 написаны А. С. Духовенским и А. И. Осадчим (часть § 2.1 и часть § 2.2 совместно с В. А. Хрусталевым); часть § 1.2, 4.1, 5.1 и 5.6 написаны авторами совместно.

В подготовке расчетов принимали участие: кандидат техн. наук М. С. Доронин (§ 4.1, 4.2 и гл. 6), инженер А. Э. Борисенков (§ 4.3), инженеры Е. Д. Яковлева и А. А. Сердобинцев (§ 5.1—5.4 и 5.6).

Авторы примут с благодарностью замечания и пожелания читателей, которые следует направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10. Энергоатомиздат.

## СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

|         |                                                                            |
|---------|----------------------------------------------------------------------------|
| АЗ      | — аварийная защита                                                         |
| АО      | — аксиальный офсет                                                         |
| АПВ     | — аккумулятор питательной воды                                             |
| АРМ     | — автоматический регулятор мощности                                        |
| АСВ     | — аккумулятор сетевой воды                                                 |
| АСР     | — автоматический сетевой регулятор                                         |
| АСТ     | — атомная станция теплоснабжения                                           |
| АСУТП   | — автоматизированная система управления технологическими процессами        |
| АФП     | — аккумулятор фазового перехода                                            |
| АЭС     | — атомная электрическая станция                                            |
| БалАЭС  | — Балаковская АЭС                                                          |
| БРУ-А   | — быстродействующая редуцирующая установка со сбросом в атмосферу          |
| БРУ-К   | — быстродействующая редуцирующая установка со сбросом в конденсатор        |
| ВВП     | — водо-водяной подогреватель                                               |
| ВВЭР    | — водо-водяной энергетический реактор                                      |
| ВПОЭМ   | — Волгодонское производственное объединение энергетического машиностроения |
| ВТИ     | — Всесоюзный теплотехнический институт им. Ф. Э. Дзержинского              |
| ВНИИАЭС | — Всесоюзный научно-исследовательский институт атомных электростанций      |
| ГАЭС    | — гидроаккумулирующая электростанция                                       |
| ГЗЗ     | — главная запорная задвижка                                                |
| ГРЭС    | — государственная районная электростанция                                  |
| ГТУ     | — газотурбинная установка                                                  |
| ГПД     | — газообразные продукты деления                                            |
| ГПП     | — газовый пароперегреватель                                                |
| ГТ      | — газовая турбина                                                          |
| ГЦН     | — главный циркуляционный насос                                             |
| ГЦК     | — главный циркуляционный контур                                            |
| ГЭС     | — гидроэлектростанция                                                      |
| ЕЕЭС    | — Единая Европейская энергосистема                                         |

|          |                                                                                                      |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ЗиО      | — завод им. С. Орджоникидзе                                                                          |
| ИАЭ      | — Институт атомной энергии им. И. В. Курчатова                                                       |
| КВ       | — коэффициент воспроизводства                                                                        |
| КолАЭС   | — Кольская АЭС                                                                                       |
| КО       | — компенсатор объема                                                                                 |
| КПД      | — коэффициент полезного действия                                                                     |
| КЭС      | — конденсационная электростанция                                                                     |
| ЛПИ      | — Ленинградский политехнический институт им. М. И. Калинина                                          |
| ЛЭП      | — линия электропередачи                                                                              |
| МАГАТЭ   | — Международное агентство по атомной энергии                                                         |
| МЭИ      | — Московский энергетический институт                                                                 |
| НВАЭС    | — Нововоронежская АЭС                                                                                |
| ОДУ      | — объединенное диспетчерское управление                                                              |
| ОЭС      | — объединенная энергосистема                                                                         |
| ПОАТ ХТЗ | — производственное объединение атомного турбостроения «Харьковский турбинный завод им. С. М. Кирова» |
| ПОТ ЛМЗ  | — производственное объединение турбостроения «Ленинградский металлический завод им. XX съезда КПСС»  |
| ПВА      | — пароводяной аккумулятор                                                                            |
| ПВД      | — подогреватель высокого давления                                                                    |
| ПГУ      | — парогазовая установка                                                                              |
| ПГ       | — парогенератор                                                                                      |
| ПН       | — питательный насос                                                                                  |
| ППЗ      | — преобразователь прямой зарядки                                                                     |
| РОУ      | — редуционно-охладительная установка                                                                 |
| СВП      | — стержневой выгорающий поглотитель                                                                  |
| СМ       | — смеситель                                                                                          |
| СПИ      | — Саратовский политехнический институт                                                               |
| СПП      | — сепаратор-пароперегреватель                                                                        |
| СУЗ      | — система управления и защиты                                                                        |
| СЭИ      | — Сибирский энергетический институт Сибирского отделения АН СССР                                     |
| ТАВ      | — теплоаккумулирующее вещество                                                                       |
| ТВЭЛ     | — тепловыделяющий элемент                                                                            |
| ТВС      | — тепловыделяющая сборка                                                                             |
| ТЭС      | — тепловая электрическая станция                                                                     |
| ТЭЦ      | — теплоэлектроцентраль                                                                               |
| УВМ      | — управляющая вычислительная машина                                                                  |
| ЦВД      | — цилиндр высокого давления                                                                          |
| ЦДУ      | — центральное диспетчерское управление                                                               |
| ЦКТИ     | — Центральный котлотурбинный институт им. И. И. Ползунова                                            |
| ЦНД      | — цилиндр низкого давления                                                                           |
| ЦСД      | — цилиндр среднего давления                                                                          |

|       |                                                                                                                                                        |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ЭНИИ  | — энергетический институт им. Г. М. Кржижановского                                                                                                     |
| ЭГСР  | — электрогидравлическая система регулирования                                                                                                          |
| ЯППУ  | — ядерная паропроизводящая установка                                                                                                                   |
| APWR  | — Advanced PWR-Pressurized Light-Water-moderated and cooled reactor (усовершенствованный реактор с водным замедлителем и теплоносителем под давлением) |
| AGR   | — Advanced Gas-cooled graphite-moderated reactor (усовершенствованный газоохлаждаемый реактор с графитовым замедлителем)                               |
| ATWS  | — Anticipated Transient Without Scram (проектные режимы без быстрой остановки реактора)                                                                |
| BWR   | — Boiling Light-Water-cooled and moderated reactor (кипящий реактор с водным замедлителем и теплоносителем)                                            |
| DNBR  | — Departure from Nuclear Boiling Relation (коэффициент запаса до кризиса теплообмена)                                                                  |
| FBR   | — Fast Breeder Reactor (быстрый реактор-размножитель)                                                                                                  |
| HCLWR | — High Converter Light-Water Reactor (легководный реактор с высокой конверсией)                                                                        |
| KWU   | — объединенная фирма Kraftwerkunion (ФРГ)                                                                                                              |
| PWR   | — Pressurized Heavy-Water-moderated and cooled Reactor (реактор с тяжеловодным замедлителем и теплоносителем под давлением)                            |
| REP   | — reacteurs a can pressurise (водо-водяной реактор под давлением)                                                                                      |

## Глава 1

# РАБОТА АЭС С ВВЭР В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

## 1.1. РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Важнейшая особенность электропотребления в системе состоит в неравномерности суточного, недельного и сезонного графиков электрических нагрузок. В первую очередь разуплотненность графиков проявляется в европейских районах СССР, в энергообъединениях Северо-Запада, Центра и Юга.

Характерные сезонная, недельная и суточная неравномерности энергопотребления за 1980 г. показаны на рис. 1.1.

Некоторая стабилизация коэффициента неравномерности  $\alpha = N_{\min}/N_{\max}$  обусловлена специально принимаемыми в последнее время мерами. Однако существуют факторы, которые обуславливают необходимость повышения маневренности вновь вводимого энергооборудования АЭС. Важнейший из этих факторов — опережающее развитие ядерной энергетики в энергообъединениях европейской части (рис. 1.2), где требуемый регулировочный диапазон мощности особенно велик.



Рис. 1.1. Характеристики графиков относительной нагрузки энергосистем за 1980 г. (по данным ЦДУ СССР):

а — динамика месячных максимумов нагрузки Европейской энергосистемы СССР; б — суточная и недельная неравномерность графиков нагрузки энергосистемы Северо-Запада СССР в декабре; в — конфигурация графика средних рабочих суток недели в декабре для Европейской энергосистемы СССР (штриховая линия), энергосистемы Северо-Запада (сплошная линия)

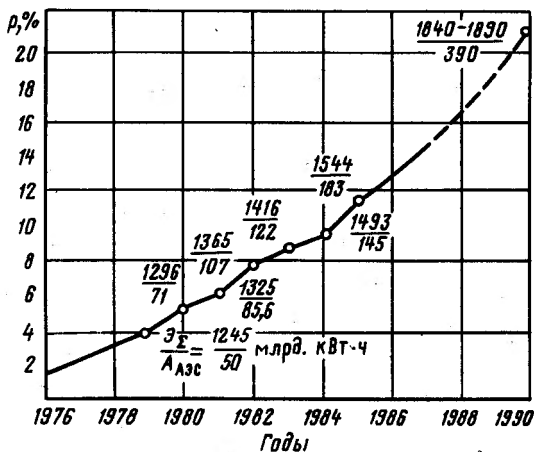


Рис. 1.2. Рост доли АЭС ( $p$ ) в общей выработке электроэнергии в период до 1986 г. и прогноз до 1990 г.

Дополнительными факторами, усложняющими проблему маневренных мощностей в этом районе страны в перспективе [25, 26, 37, 57, 109], можно считать следующие:

1) возможный широкий ввод АЭС с реакторами на быстрых нейтронах. Использование их в переменных режимах экономически нецелесообразно из-за весьма высокой в сравнении с АЭС с ВВЭР и тем более с ТЭС доли капитальных затрат и «замораживания» при этом нарабатываемого в них ядерного топлива;

2) растущая в перспективе транспортировка энергии из восточных районов страны по высоковольтным линиям электропередачи (ВЛ), наиболее экономична в базовом режиме;

3) дальнейшее ограничение сжигания жидкого топлива на электростанциях и ухудшение качества используемого твердого топлива, что повышает технический минимум нагрузки котлоагрегатов и тем самым снижает маневренность энергооборудования ТЭС;

4) предстоящий демонтаж части устаревшего оборудования на средние и докритические параметры пара, широко используемого сейчас в полупиковых режимах. Сюда следует отнести и необходимость обеспечения для оборудования, работающего на сверхкритическом давлении или завершающего срок службы, «щадящего» режима (т. е. номинальных или стационарных пониженных нагрузок) в связи с накоплением деформаций термоусталостного характера.

До настоящего времени существовали и продолжают частично оставаться субъективные причины, затрудняющие выполнение тепловыми электростанциями задаваемых графиков нагрузки.

Так, стимулирование сверхпланового снижения удельного расхода топлива приводило к использованию его дефицитных видов, к снижению конденсационной выработки, а использование прибыли как фондообразующего и фон докорректирующего показателя — к перевыполнению плана производства энергии любой ценой и пережогам топлива.

Таблица 1.1. Распространенность АЭС с PWR и другими реакторами

| Страна  | Отношение электрической мощности, МВт, к доле |                       |                       |                       |
|---------|-----------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
|         | PWR                                           |                       | BWR                   |                       |
|         | 1982 г.                                       | 1986 г.               | 1982 г.               | 1986 г.               |
| США     | <u>40 050</u><br>66,3                         | <u>54 667</u><br>69,6 | <u>19 240</u><br>31,8 | <u>22 710</u><br>28,9 |
| Франция | <u>22 935</u><br>89,8                         | <u>42 339</u><br>94,2 | —                     | —                     |
| Япония  | <u>7890</u><br>45,6                           | <u>11 410</u><br>46,3 | <u>9070</u><br>52,4   | <u>12 890</u><br>52,3 |
| ФРГ     | <u>7005</u><br>68,2                           | <u>9710</u><br>57,4   | <u>3270</u><br>31,8   | <u>7210</u><br>42,6   |

\* Приводится по данным [65].

\*\* Без АЭС «Супер-Феникс» (введен в конце 1986 г.).

Сейчас приняты меры к совершенствованию хозяйственного механизма отрасли. В качестве основного планируемого показателя принят коэффициент эффективности использования установленной мощности. Удельный расход топлива принимается в качестве расчетной нормы для определения фондов на топливо.

В многочисленных работах, посвященных проблеме покрытия переменной части графиков нагрузок [25, 26, 37, 50], указывается, что повышение доли АЭС в общей установленной мощности требует от них повышенной маневренности. Это происходит несмотря на экономическую нецелесообразность снижения эффективного годового цикла прямой разгрузкой АЭС в сравнении с ТЭС. Таким образом, следует выделять две составляющие части проблемы маневренности и в отношении АЭС с ВВЭР: выявление и технологическую реализацию возможностей ее повышения; обоснование экономически целесообразного уровня маневрирования в заданных допустимых условиях.

В последнее время называют целесообразными следующие регулировочные диапазоны [49]: для газомазутных конденсационных блоков ТЭС не менее 70% номинальной мощности, для пылеугольных не менее 50%, для ТЭЦ не менее 40% и для АЭС около 25—30% номинальной мощности.

Требования к маневренным характеристикам могут быть разделены на две основные группы [37]. Первой группе должны удовлетворять характеристики всех энергоблоков АЭС при любой структуре энергосистем (участие в аварийном регулировании частоты и мощности для сохранения устойчивости энергосистем и АЭС при действиях противоаварийной автоматики, участие в первичном регулировании частоты).

такого типа в некоторых развитых странах (на начало 1982 и 1986 гг.\*)

суммарной мощности АЭС, %, в энергосистеме

| Прочие      |               | Всего         |               |
|-------------|---------------|---------------|---------------|
| 1982 г.     | 1986 г.       | 1982 г.       | 1986 г.       |
| <u>1140</u> | <u>1140</u>   | <u>60 430</u> | <u>78 517</u> |
| 1,9         | 1,5           | 100           | 100           |
| <u>2590</u> | <u>2590**</u> | <u>25 525</u> | <u>44 929</u> |
| 10,2        | 5,8           | 100           | 100           |
| <u>325</u>  | <u>325</u>    | <u>17 285</u> | <u>24 625</u> |
| 2,0         | 1,4           | 100           | 100           |
|             |               | <u>10 275</u> | <u>16 920</u> |
|             |               | 100           | 100           |

Невыполнение этой группы требований может привести к крупным системным авариям.

Вторая группа требований включает в себя требования к энергоблокам АЭС в отношении планового регулирования неравномерности (суточной, недельной, сезонной) диспетчерских графиков нагрузки и перетоков мощности по межсистемным связям. В соответствии с этим выработаны основные требования к АЭС с ВВЭР «переменного режима» (не выработавшим запас реактивности, необходимый для режимного и аварийного регулирования, и прошедшим период освоения) [37].

Для обеспечения режимов нормальной эксплуатации требуется, например, работа на уровнях мощности в диапазоне 50—100% на первом этапе и изменение мощности на 50—100% ежесуточно на 5—8 ч, а также работа на мощности в диапазоне 30—100% на втором этапе; скорость изменения мощности в диапазоне 30—80% (3—4% в минуту) и в диапазоне 80—100% (1—1,5% в минуту) от номинальной; должно выдерживаться неограниченное число циклов изменений мощности со скоростью 2% в секунду в пределах  $\pm 5\%$  в верхней половине регулировочного диапазона.

Следует отметить, что трудности, связанные с покрытием переменной части графиков электрической нагрузки, возникли несколько ранее в ряде развитых капиталистических стран с высокой долей АЭС в суммарной установленной мощности электростанций, в частности АЭС с водо-водяными корпусными реакторами под давлением типа PWR (табл. 1.1).

В настоящее время при рассмотрении проблем повышения маневренности АЭС с реакторами типа PWR наиболее показательной можно считать энергетическую ситуацию во



Франции. Начиная с 1982 г. практически весь ввод мощностей в ядерной энергетике Франции происходил за счет АЭС с PWR. Вместе с тем нагрузка Национальной энергосистемы Франции [89] имеет существенную суточную, недельную и сезонную неравномерности. По этим причинам к маневренности АЭС с PWR сейчас предъявляются те же требования, что и к маневренности ТЭС. К середине 1984 г. в маневренном режиме с диапазоном суточного регулирования от 50 до 100% номинальной мощности работало около 10 энергоблоков АЭС с PWR.

В 1984 г. начата реализация программы ввода блоков мощностью 1300 МВт (эл.). Все энергоблоки этой серии способны иметь регулируемую нагрузку. Блоки мощностью 1400 МВт с PWR следующего поколения (которые будут вводиться с 1991 г.) предполагается использовать в режимах с двухразовыми разгрузками в течение суток — ночью до 35% и в обеденное время (провал нагрузки) до 60% номинальной мощности. Такой режим предполагается обеспечить в течение большей части цикла между последовательными частичными перегрузками топлива [89, 113]. С этой целью уже к настоящему времени на некоторых АЭС с PWR, например на энергоблоке «Трикастин-2», проведены длительные эксперименты (рис. 1.3) для определения новых методов обеспечения слежения за нагрузкой.

Подобная ориентация характерна для ведущих энергомашиностроительных фирм США и ФРГ. В частности, фирма «Броун-Бовери» для выпускаемых турбоустановок предусматривает в течение 30 лет службы 150 пусков из холодного состояния, 1100 из неостывшего состояния, 6600 из горячего состояния, более 20 000 быстрых изменений нагрузки в пределах 10—20%. Значительное внимание уже сейчас уделяют повышению маневренности PWR и комплектующего энергоблока оборудования фирмы «Вестингауз» (США), «Фраматом» (Франция) и др.

Иногда выдвигаемый в нашей литературе тезис о «далекой перспективе» развития «лишь некоторых энергосистем», где АЭС будут преобладать и понадобится их ограниченная маневренность, является необоснованно успокоительным и этим затрудняет сосредоточение усилий на эффективном решении проблемы повышения маневренности АЭС, в частности, с ВВЭР. Такая необходимость может возникнуть скоро, в то время как перспектива ввода альтернативных источников, таких, как ГАЭС и ГТУ для покрытия прежде всего пиковых нагрузок, по разным причинам отдалается. Не введен и запланированный ранее специализированный высокоманевренный блок с турбиной K-500-130 ПОТ ЛМЗ с параметрами 13 МПа, 510/510° С. Эффективность этого и подобного блока с параметрами 17 МПа, 540° С давно обоснована технико-экономическими расчетами в разных организациях, в том числе в СПИ [10].

Создание специализированных установок для покрытия пиковых и полупиковых нагрузок требует использования дефицитных органических топлив (газотурбинного топлива, мазута, природного газа и др.), что в значительной степени

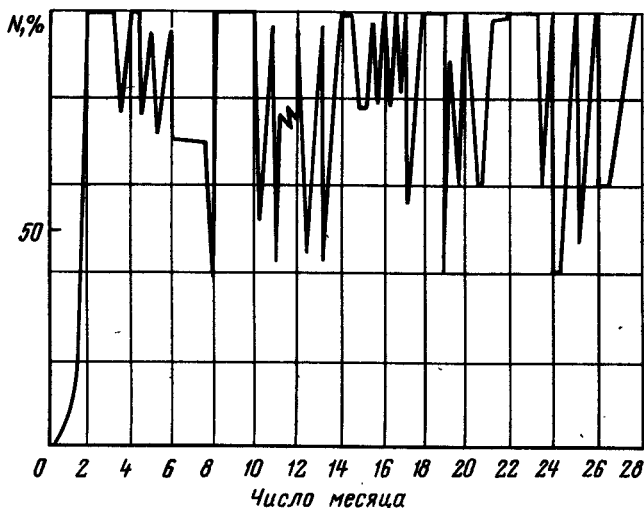
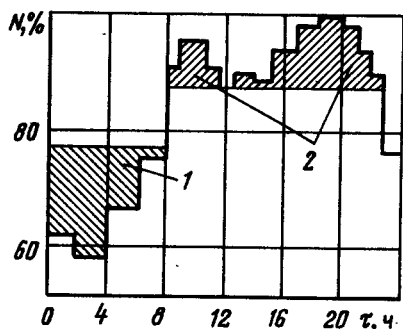


Рис. 1.3. Графики изменения мощности энергоблока «Трикастин-2» (Франция) в ходе экспериментов по повышению маневренности

Рис. 1.4. Типовой суточный график выработки и отпуска мощности с шин АЭС в системе с аккумуляционным циклом:

1 — зарядка (заштрихованная область);  
2 — разрядка (заштрихованная область)



сдерживает их разработку и освоение. С этих позиций аккумуля-

лирование энергии (электрической и тепловой), вырабатываемой АЭС, с последующим обеспечением пиковой электрической мощности может оказаться в ряде случаев более предпочтительным. Такой путь позволяет не только вырабатывать пиковую мощность, но и более полно загружать оборудование электростанций в период снижения потребления электроэнергии, т. е. в значительной степени способствует выравниванию графика загрузки реакторного оборудования АЭС (рис. 1.4). В условиях относительно низкой топливной составляющей затрат АЭС увеличение загруженности реакторной части практически всегда оказывается экономически эффективным.

Наибольшее распространение среди аккумуляторов электрической энергии получили гидроаккумулирующие электростанции суточного регулирования. Их установленная мощность в мире составляет к настоящему времени более 50 млн. кВт (ГАЭС). Ограничивающими условиями сооружения ГАЭС являются требуемые определенные геологические и рельефные условия. В качестве перспективных в настоящее время рассматриваются аккумуляторы тепловой

энергии (АТ) в виде накопителей горячей воды и пара, электрохимические (ЭХН), термохимические (ТХН), водородные (ВН), сверхпроводящие индукционные накопители (СПИН). Некоторые из них уже находят практическое применение в различных отраслях народного хозяйства. Значительный интерес в отношении аккумуляирования тепловой энергии на АЭС представляют тепловые и термохимические накопители. Наиболее интенсивные исследования путей их реализации относятся к последнему десятилетию. Среди работ этого направления необходимо отметить труды ЭНИН, ВНИИАЭС, ВТИ, ЦКТИ, МЭИ, СПИ и других организаций.

Для европейской части нашей страны, по оценкам Энергосетьпроекта, для того чтобы обеспечить базисный режим АЭС, их суммарная доля не должна превышать 22—24% общей мощности при 18—19% мощности маневренного оборудования. Вместе с тем в настоящее время остро ощущается недостаток в специализированном оборудовании, способном надежно работать при переменной нагрузке. Использование для этих целей крупных энергоблоков, работающих на органическом топливе при сверхкритическом давлении, сопряжено с дополнительными затратами на модернизацию, ремонтное обслуживание в связи с наблюдаемым при этом повышенным износом, аварийностью и сокращением срока службы. Дальнейшее строительство ГАЭС может несколько улучшить маневренность энергосистем, однако оно не решит, по существу, поставленную проблему. Все это выдвигает в число важнейших задачу адаптации АЭС на тепловых нейтронах к существующим электрическим нагрузкам. Проводимые технико-экономические исследования показывают, что достижение такой адаптации возможно различными путями; в условиях прохождения суточной неравномерности может быть эффективна и реализация систем теплового аккумуляирования. Вместе с тем в зависимости от складывающихся конъюнктурных и экономических условий не исключена возможность разгрузки АЭС путем снижения мощности реактора.

Использование аккумуляционных систем в режимах недельного и более длительного регулирования обычно экономически неоправданно, и разгрузка АЭС в этом случае оказывается более реальной альтернативой.

Режимы работы с прямой разгрузкой реактора приводят к снижению годового числа часов использования установленной мощности АЭС, что, увеличивая долю капиталовложений в удельных затратах на производство электроэнергии, приводит к ее удорожанию. В то же время осуществление режимов с повышением мощности выше номинальной приводит к обратному явлению — увеличению годовой загрузки оборудования и по этой причине делает более низкими затраты на производство электроэнергии. При технической осуществимости таких режимов эффективность АЭС значительно возрастает.

Форсированные режимы работы пока недостаточно изучены. Обоснование их возможности требует более четкого определения динамики изменения коэффициентов неравномерности энерговыделения в активной зоне, коэффициентов запаса до кризиса теплообмена по мере выгорания топливной загрузки и т. п. Обоснования безопасности таких режимов (пока для ВВЭР-440) в настоящее время еще ведутся в рамках научных программ стран — членов СЭВ.

Наиболее приспособленными к работе в переменных режимах являются реакторы типа ВВЭР, обладающие хорошей саморегулируемостью. Специфические особенности, связанные с частичными перегрузками топлива, хотя и создают некоторые трудности (например, снижается маневренность во времени между последовательными перегрузками), не исключают и некоторой адаптации характеристик к внешним требованиям энергосистем. Это касается, например, таких достаточно изученных возможностей, как продление кампании за счет отрицательного температурного и мощностного эффектов реактивности. Другая особенность — сравнительно небольшое время переходного процесса, связанного с глубокой разгрузкой, в течение которого достигается максимум нестационарного ксенонового отравления и происходит естественное разотравление реактора. Это позволяет более широко рассматривать вопросы участия энергоблоков АЭС с ВВЭР в недельном регулировании графиков нагрузки. К малоизученным следует отнести особенности привлечения АЭС с ВВЭР к суточному регулированию с выбором оптимальной конфигурации графиков изменения мощности. Такие графики должны обосновываться в процессе поиска компромиссных решений, учитывающих как потери реактивности в группе параллельно работающих ВВЭР, так и общесистемную экономию затрат.

Недостаточно рассмотрены и изучены также возможности некоторого увеличения номинальной мощности ВВЭР в ходе выгорания топлива и уплощения полей энерговыделения. Это позволило бы покрывать долговременные пиковые нагрузки (недельной или сезонной повторяемости). Последние публикации (с конца 1986 г.) [123] подтверждают пристальное внимание, уделяемое этому вопросу в странах с высокой долей АЭС с PWR. Эти и другие специфические особенности ВВЭР требуют, на наш взгляд, нового рассмотрения и учета при исследовании маневренных способностей и возможности адаптации работающих или проектируемых энергоблоков к реальным режимным требованиям энергосистем.

## 1.2. МАНЕВРЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ

**Активная зона реактора.** К числу основных и наиболее важных показателей маневренности можно отнести следующие: регулировочный диапазон, т. е. допустимое изменение нагрузки энергоблока с возможностью последующего ее восстановления

на прежнем уровне; допустимую скорость изменения нагрузки; скорость разогрева основного оборудования ЯППУ; продолжительность пуска; количество допускаемых изменений режимов за весь период эксплуатации.

Маневренные качества активной зоны ВВЭР определяются в значительной мере динамикой ксенонового отравления в переходных процессах.

В одной из наиболее ранних работ [26], рассматривающих возможности привлечения АЭС с ВВЭР к суточному регулированию мощности энергосистем, подробно рассмотрена проблема преодоления эффекта нестационарного отравления активной зоны реактора изотопом  $^{135}\text{Xe}$ , которое наиболее сильно сказывается в конце топливных циклов с частичной перегрузкой топлива при исчерпании запаса реактивности на его выгорание. Здесь же называются пути поддержания реактора в критическом состоянии при быстрых сбросах нагрузки и связанных с этим процессах отравления.

Один из них — вывод из контура охлаждения реактора раствора борной кислоты для опережения процесса отравления обратным процессом высвобождения реактивности. При этом возможность длительной работы на пониженном уровне мощности после ее резкого сброса без попадания в «йодную яму» и возможность перехода в любой момент к прежнему или другому, более высокому, чем до сброса, уровню мощности определяется достижимой скоростью выведения борной кислоты из контура реактора и моментом топливного цикла, а значит, исходным на данный момент содержанием борной кислоты в контуре.

Второй путь поддержания критичности — извлечение или введение в активную зону управляющей группы органов регулирования, обычно частично погруженных в активную зону. Запас реактивности на этой группе может быть реализован в любое время достаточно быстро. Комбинированное использование обоих способов дает наилучшие характеристики маневренности реактора.

Третий способ — снижение средней температуры теплоносителя первого контура и высвобождение запаса реактивности при его охлаждении, особенно во второй половине топливного цикла. Этот способ может быть оперативно использован персоналом без существенного снижения экономичности.

Для предотвращения остановки реактора из-за отравления иногда возможен сброс пара из ПГ (например, через БРУ-А, БРУ-К), что позволяет поддержать на допустимом уровне мощность реактора.

Однако при частой повторяемости режимов сброса будут наблюдаться большие потери энергии, что явно неэкономично в сравнении с использованием маневренных свойств реактора,

например, в сравнении с реализацией температурного эффекта. Следует учитывать, что коэффициент реактивности по температуре воды в начальный период цикла может быть близок к нулю, а затем в ходе выгорания топлива увеличится в отрицательной области по абсолютному значению.

Близкий к нулю коэффициент реактивности по температуре теплоносителя в начале выгорания топливной загрузки обуславливается достаточно высокой концентрацией борной кислоты в теплоносителе. Изменение температуры, а следовательно, и плотности приводит к изменению объемной концентрации одновременно и замедлителя и поглотителя в активной зоне. Причем уменьшение плотности замедлителя вызывает снижение размножающих характеристик топливной решетки и, напротив, увеличивает размножающие характеристики из-за уменьшения содержания поглотителя.

При некоторых исходных концентрациях поглотителя (в начальный период работы) эти эффекты могут взаимно компенсироваться. Снижение концентрации борной кислоты в течение топливного цикла приводит к росту (по абсолютному значению) отрицательного температурного коэффициента реактивности, так как влияние от снижения объемной концентрации поглотителя при этом уменьшается.

Повысить маневренность можно, предусмотрев специальный запас реактивности, но это привело бы к ухудшению экономичности топливного цикла. По этой же причине вряд ли приемлем и такой простой способ введения располагаемого запаса, как сокращение достижимой глубины выгорания за счет досрочного проведения частичных перегрузок топлива. Таким образом, улучшение маневренных возможностей активной зоны следует обеспечивать прежде всего совершенствованием борной и механической систем регулирования, а также использованием температурного регулирования.

Борное регулирование. Определяющей величиной при проектировании водообменных систем ВВЭР является относительная скорость снижения концентрации борной кислоты, определяемая соотношением [26]:

$$\beta = \left| \frac{dC}{d\delta} \right| / C = \left| \frac{d \left[ C_0 \exp \left( -\frac{G_n}{G_k} \tau \right) \right]}{d\delta} \right| / C_0 \exp \left( -\frac{G_n}{G_k} \delta \right) = \left( \frac{G_n}{G_k} \right),$$

где  $C_0$  — начальная концентрация борной кислоты в контуре перед сбросом нагрузки;  $G_n$ ,  $G_k$  — расход чистого конденсата на подпитку и объем контура теплоносителя соответственно;  $\tau$  — время от начала процесса вывода борной кислоты.

Скорость выведения бора из воды первого контура определяется прежде всего отношением объема этого контура к расходу подпиточных насосов,

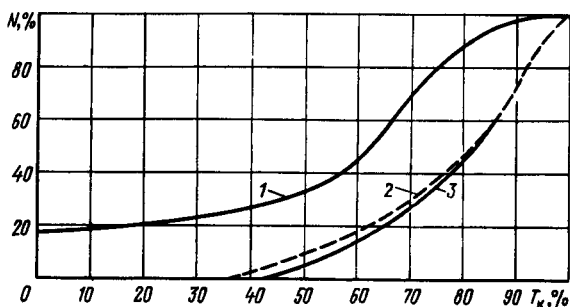


Рис. 1.5. Допустимые пределы разового снижения мощности реакторов ВВЭР со 100% до  $\bar{N}$  при борном регулировании с различной эффективностью водообмена в первом контуре в течение кампании топливной загрузки (подъем мощности  $\bar{N} \leq \bar{N}_{\text{ном}}$  возможен в любой момент): 1 —  $\beta = 0,05 \text{ ч}^{-1}$  (ВВЭР-440); 2 —  $\beta = 0,2 \text{ ч}^{-1}$  (ВВЭР-440); 3 —  $\beta = 0,2 \text{ ч}^{-1}$  (ВВЭР-1000)

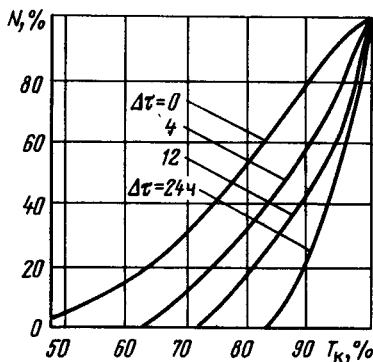


Рис. 1.6. Допустимые пределы разового снижения мощности ВВЭР-1000 при разной длительности ( $\Delta t$ ) снижения мощности (условия те же, что и для рис. 1.5)

с помощью которых в контур чистая вода, в результате чего снижается концентрация борной кислоты. Пропорционально этому расходу снижается относительная концентрация борной кислоты (от текущего своего значения в данный момент в контуре). Поскольку, по мере выгорания топлива, абсолютная концентрация борной кислоты в контуре снижается, а расход подпиточных насосов остается постоянным, скорость изменения абсолютной концентрации борной кислоты уменьшается, а следовательно, ухудшается маневренность реакторной установки (рис. 1.5).

В случае если для реакторов ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 будет обеспечена скорость изменения относительной концентрации борной кислоты, равная 0,2, то в диапазоне изменения мощности 100—10% не будет ограничений в изменении мощности в течение примерно 150 сут. Такая относительная скорость может быть достигнута не только увеличением расхода подпиточных насосов или установкой новых насосов, но и путем модернизации всей борной системы с соблюдением правил ядерной безопасности: узла приготовления борного раствора, баков чистого конденсата и баков для слива продувочной воды, фильтров, деаэратора.

Для повышения экономичности процессов изменения концентрации бора в теплоносителе первого контура в настоящее время разработаны системы вывода—возврата бора в контур с помощью ионообменных фильтров с регулируемой сорбци-

онной способностью (например, изменением температуры ионов).

Частое снижение концентрации борного раствора, проводимое с повышенными скоростями, заставляет обратить пристальное внимание на процессы перемешивания потоков воды в первом контуре, так как от этого зависит безопасность переходных режимов. Исследования в указанной области, проведенные при пусконаладочных работах на блоках с ВВЭР, указывают на то, что при имеющихся петлевой конструкции первого контура и конфигурации установленных внутрикорпусных устройств сохраняется определенная обособленность потоков воды на входе в активную зону. Наибольшее значение это имеет для процессов с разбавлением раствора в первом контуре чистой водой; для большей гарантии безопасности всех переходных процессов должны быть дополнительно исследованы некоторые их особенности [26, 37, 50].

Отметим, что представленные на рис. 1.5 данные были получены в ИАЭ расчетным путем при следующих условиях: снижение (сброс) нагрузки происходило с мощности 100% до заданного уровня мгновенно; рассматривались только разовые (единичные) снижения нагрузки, т. е. предполагалась достаточно длительная перед этим работа на мощность 100% (не менее 2—3 сут) и стационарный уровень отравления; предполагалось, что возврат на прежний уровень мощности может потребоваться в самый неблагоприятный момент (через 8—10 ч), когда глубина отравления обычно достигает максимального значения.

В иных случаях, например, когда диспетчерские требования допускают возврат на мощность существенно раньше или позже момента максимального отравления, маневренные возможности реактора существенно расширяются.

В ИАЭ проведены комплексные расчеты маневренных характеристик активной зоны серийного реактора ВВЭР-1000 в условиях водообменной производительности борной системы регулирования, обеспечивающей скорость вывода борного поглотителя  $0,2 \text{ ч}^{-1}$  для различных темпов снижения мощности (рис. 1.6). Подробно эти и другие результаты анализируются в § 7.2. Здесь отметим только, что более плавное во времени снижение мощности расширяет период кампании, когда снимаются всякие ограничения на полную разгрузку по условиям ксенонового отравления. Кривые построены для тех же условий, что и кривые на рис. 1.5.

Указанные условия обеспечивают применимость результатов к анализу циклических изменений нагрузки недельной повторяемости. Поэтому представляет интерес их математическая формализация (табл. 1.2).



Таблица 1.2. Результаты аппроксимации маневренных характеристик реактора ВВЭР-1000

| Время раз-<br>грузки $\Delta t$ , ч | Аппроксимационная формула                                              | Ограничение                                                                                                                               |
|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 0                                   | $\Delta \bar{N} = e^{3,06 \bar{\tau}_k (1 - \bar{\tau}_k)^{1,15}} - 1$ | $\left. \begin{array}{l} \text{Во всех случаях при} \\ \Delta \bar{N} > 1 \text{ принимается} \\ \Delta \bar{N} = 1 \end{array} \right\}$ |
| 4                                   | $\Delta \bar{N} = e^{2,56 \bar{\tau}_k (1 - \bar{\tau}_k)^{0,85}} - 1$ |                                                                                                                                           |
| 12                                  | $\Delta \bar{N} = e^{2,08 \bar{\tau}_k (1 - \bar{\tau}_k)^{0,6}} - 1$  |                                                                                                                                           |
| 24                                  | $\Delta \bar{N} = e^{2,26 \bar{\tau}_k (1 - \bar{\tau}_k)^{0,55}} - 1$ |                                                                                                                                           |

В большинстве случаев реальные значения требуемых скоростей изменения нагрузок таковы, что время сброса (даже до  $\bar{N}=0$ ) составляет не более 4—5 ч. В этих условиях постоянные коэффициенты в формулах табл. 1.2 выражаются линейными функциями времени сброса  $\Delta t$ . На основе этих зависимостей получена общая расчетная формула допустимого регулировочного диапазона  $\Delta \bar{N}^{\text{ст}}$  как для отдельного энергоблока, так и для группы  $k$  однотипных энергоблоков атомной станции с ВВЭР-1000, различающихся моментами топливного цикла и, следовательно, маневренной возможностью:

$$\Delta \bar{N}^{\text{ст}} = (1/k) \sum_{i=1}^k \exp(a - b \Delta t_i) \bar{\tau}_{ki} (1 - \bar{\tau}_{ki})^{c-d \Delta t_i} - 1, \quad (1.1)$$

где  $a=3,06$ ;  $b=0,132$ ;  $c=1,15$ ;  $d=0,075$ . Очевидно, что наиболее стабильный в течение года и высокий диапазон возможной разгрузки АЭС достигается при выполнении двух условий: перегрузки топлива на реакторах осуществляются неодновременно с примерно равными по продолжительности интервалами; разгрузка любого энергоблока происходит с наименьшей возможной по диспетчерским требованиям скоростью.

Для иллюстрации сказанного приведем (рис. 1.7) результаты оценочных расчетов для следующих двух случаев:

перегрузка топлива на блоках проводится поочередно с небольшим интервалом (до половины месяца) в период максимального притока воды (для большинства ГЭС европейской части страны — весенний период);

перегрузки топлива в реакторах разных блоков проводятся в течение года «вразбежку» с примерно равными относительными временными интервалами  $1/k$ .

Как видно из рис. 1.7, в первом случае (часто встречающемся на практике) при достаточно большом числе энергоблоков на АЭС в весенний период может возникнуть дефицит суммарной маневренности блоков ( $\Delta \bar{N} \leq 0,15$ ).

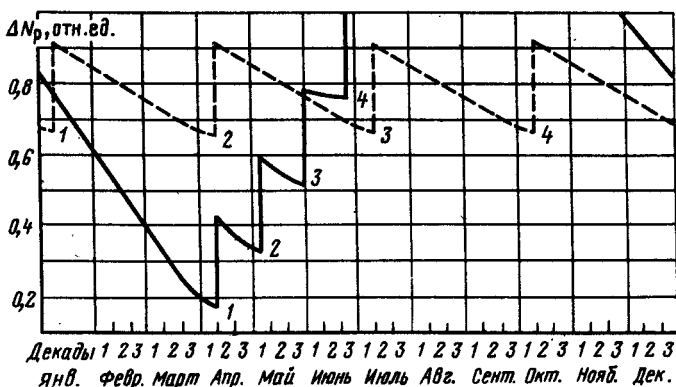


Рис. 1.7. Общий регулировочный диапазон параллельно работающих реакторов ВВЭР-1000 при различной последовательности перегрузок топлива: — — — перегрузка «вразбегку» с примерно равными интервалами; — — — перегрузка «скупенная» в весенне-летний период (цифры на кривых — номера реакторов)

Второй вариант предпочтительнее также по условиям равномерной загрузки ремонтного персонала и использования ремонтной базы.

**Механическая система регулирования.** В процессе снижения мощности выделение положительной реактивности обычно компенсируется введением в активную зону механических поглотителей. Поэтому в первые часы после начала отравления активной зоны ксеноном для поддержания ее в критическом состоянии (или для работы на уровне собственных нужд блока) введенные поглотители должны извлекаться с необходимой скоростью далее, поскольку эффект отравления значительно превышает мощностной эффект, потребуется снижение концентрации борного раствора в первом контуре. Однако, если через 8—10 ч (максимум отравления) планируется подъем мощности, необходимо предусмотреть оперативный запас реактивности на органах регулирования, так как с помощью борной системы невозможно постоянно обеспечивать повышение мощности с необходимой скоростью.

Как показывают аналитические исследования, для активной зоны достаточно больших размеров, как у ВВЭР-1000, временное пребывание органов регулирования в промежуточном положении может стать источником возбуждения пространственного перераспределения энерговыделения в объеме активной зоны из-за местного нестационарного отравления ксеноном [100]. Поэтому целесообразно для регулярного запланированного изменения мощности использовать жидкостную систему управления в той мере, в какой это требуется для поддержания групп

органов регулирования в рабочих положениях. Регулирование уровня мощности с помощью поглотителя, равномерно распределенного в объеме активной зоны, позволит уменьшить высотные ксеноновые колебания. Наибольшие деформации энергораспределения возникают в переходных режимах с умеренным снижением мощности (до 40—50%) и последующим (через 6—10 ч) восстановлением номинального ее значения [100].

С 1975 г. в фирме «Фраматом» начались разработки нового способа регулирования — так называемого способа *G* (*grapp drise* — серые стержни) [89, 113]. Этот способ реализуется с помощью модернизированной системы регулирующих стержней DMA (*le Dispositif de Manoeuvrabilité Accrue* — система для увеличения маневренности). В новом способе существенно уменьшена роль борного регулирования в сравнении с той, которая отводилась ей в прежних французских проектах с реакторами PWR. Кластеры из сильно поглощающего нейтроны материала («черные» стержни) не принимали существенного участия в отработке процессов компенсации отравления ксеноном, так как в течение топливного цикла находились в верхнем положении.

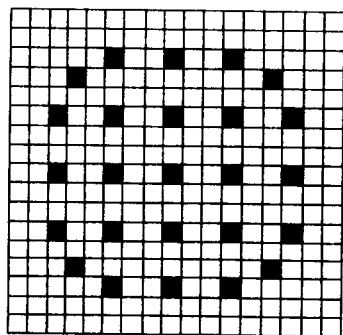
Длительное погружение значительного числа кластеров в глубь активной зоны не допускается, как отмечалось, из-за опасения нарушить допустимые пределы аксиального офсета зоны (аксиальную неравномерность по верхней и нижней ее половинам). Как известно, эти пределы выбирают исходя из обеспечения надежного охлаждения активной зоны. Борное регулирование не способно отвечать требованиям быстрых изменений нагрузки, так как обладает медленным действием. Попытки повысить быстродействие таких систем увеличением мощности водообменных установок, повышением скоростей фильтрации и регенерации растворов, повышением уровня автоматизации [113, 114] принципиально могут привести лишь к ограниченным результатам.

Слабоотрицательный коэффициент реактивности реактора ВВЭР по температуре теплоносителя в первые 30—40 сут кампании присущ также и зарубежным реакторам типа PWR.

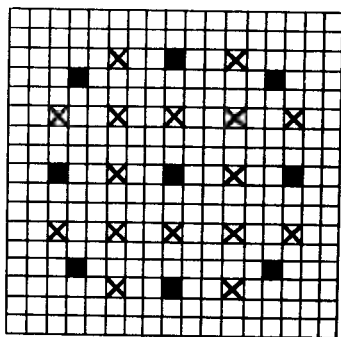
В таких условиях в начальной стадии кампании реакторы этого типа хотя и имеют повышенную потенциальную маневренность из-за больших запасов реактивности, но из-за отсутствия саморегулируемости или малом ее значении не могут принимать участия в регулировании частоты и в отработке быстрых небольших колебаний мощности. Это явно снижает маневренность и не лучшим образом сказывается на безопасности реактора в первый период кампании [113].

В системе регулирования, предложенной и опробованной фирмой «Фраматом» в период с 1981 по 1983 гг. на блоке «Тракастин-3», используются сборки регулирующих стержней различной эффективности (рис. 1.8).

При этом большие колебания концентрации  $^{135}\text{Xe}$  отрабатываются борной системой регулирования. Подобными системами регулирования предполагается оснастить всю серию из 28 блоков по 900 МВт, а также новые реакторы мощностью 1300 МВт [89, 113].



а)



б)

Рис. 1.8. Схема расположения разноэффективных стержней регулирования в топливной сборке реактора типа PWR (Фраматом):

а — черная группа; б — серая группа; ■ — стержни из Ag, In, Cd; ☒ — стержни из стали

Реакторы фирмы KWU (ФРГ) способны работать в режиме следования за нагрузкой без использования серых регулирующих стержней [77]. Для этих реакторов допускаются ступенчатые изменения нагрузки со скоростями 60% в минуту в диапазоне, составляющем 10% текущего значения рабочей мощности, в сторону роста или снижения; длительные изменения нагрузки со скоростями  $\pm 10$ ,  $\pm 5$ ,  $\pm 2\%$  в минуту при изменениях нагрузки не более 20, 50 и 80% соответственно.

**Температурное регулирование.** Некоторый оперативный запас положительной реактивности может быть получен за счет снижения средней температуры воды в первом контуре, что приводит к необходимости обеспечения работы турбогенератора на паре пониженного давления. Техническая возможность этого подтверждалась на энергоблоках, реакторы которых работали с использованием мощностного и в некотором диапазоне температурного эффектов реактивности.

Уже отмечалось [49], что с изменением давления во втором контуре в эту же сторону изменится температура насыщения пара (в горизонтальных ПГ) или средняя температура водопаровой среды (в вертикальных ПГ с выделенным экономайзерным участком). В свою очередь, увеличение отвода тепла вызовет понижение средней температуры теплоносителя в первом контуре. Это приведет за счет отрицательного температурного эффекта реактивности к росту мощности реактора. Отрицательный мощностной коэффициент реактивности частично компенсирует влияние температурного эффекта. Тепловая мощность реактора приходит в соответствие с нагрузкой турбины при средней температуре теплоносителя несколько меньшей, чем до переходного процесса. В последующем эта температура может быть принудительно

восстановлена системой управления реактора до значения, требуемого заданной программой регулирования. Таким образом, правильно выбирая эту программу, также можно добиться повышения маневренности реактора.

С конца 70-х годов определенный интерес проявляют к повышению маневренности реакторов PWR фирма «Вестингауз» и другие фирмы США [126, 127]. Так, в [126] рассматривается возможность использования для этой цели отрицательного эффекта реактивности по температуре теплоносителя. Типичные значения  $\alpha_t$  для PWR составляют  $-0,025\%/град$  в начале и  $-0,055\%/град$  в конце цикла с частичными перегрузками топлива. Такой способ в ходе выгорания становится эффективнее, в то время как возможности борного регулирования ослабевают. При этом не деформируются поля энерговыделения, указанный способ обладает достаточным быстродействием и легко поддается автоматизации. В [126] выделяются цели, для которых можно использовать температурный эффект: регулирование частоты в энергосистемах, продление кампании, быстрый набор мощности, минимизацию борного водообмена.

Остановимся на двух последних областях применения этого эффекта. Так, фирмой «Вестингауз» предложена и реализована усовершенствованная стратегия следования за нагрузкой WILFS (Westinghouse Improved Load Follow Strategy). Эта стратегия заключается прежде всего в автоматизации совместного воздействия на реактивность механических органов регулирования и изменения температуры теплоносителя. Это позволяет поднимать нагрузку со скоростью до 5% в минуту даже в конечный период топливного цикла.

В обычной системе регулирования энергораспределение по высоте корректируется изменением положения органов регулирования, а поддержание неизменной мощности обеспечивается изменением концентрации борной кислоты (перекомпенсацией). В усовершенствованной системе кроме борного регулирования для этих целей используют также изменение в определенном диапазоне средней температуры теплоносителя в первом контуре.

В [126] рассмотрены три варианта комбинированного регулирования:

- 1) температурное регулирование не допускается;
- 2) разрешается снижение средней температуры ниже заданной максимально на  $9^\circ\text{C}$  при нагрузках ниже 90% и на  $3^\circ\text{C}$  при полной нагрузке;
- 3) в дополнение ко второму условию при пониженных нагрузках (от 100 до 50%) допускается повышение средней температуры (максимально на  $3^\circ\text{C}$  при 50%-й нагрузке).

Если рассмотреть типовой маневр мощностью — быстрое ее снижение со 100 до 50%, затем работу в течение 3 ч на уровне 50% и быстрый подъем со скоростью 5% в минуту, то при первом варианте регулирования можно выйти на требуемую мощность только в течение 67% цикла (для продувки зоны нужно  $59,2\text{ м}^3$ ); при втором варианте 91% ( $33,6\text{ м}^3$ ), при третьем варианте 92% ( $23,6\text{ м}^3$ ). (Данные приведены для исходной концентрации бора 0,12%).

Как видно из результатов оценок, значительный выигрыш в маневренности достигается понижением температуры теплоносителя и небольшим повышением ее при снижении нагрузки. В последнем случае повышение температуры позволяет завершить процесс снижения мощности при меньшем содержании бора, что несколько облегчает последующее повышение мощности.

Другой эффект заключается в заметном снижении объема продувки активной зоны. При снижении мощности повышается концентрация  $^{135}\text{Xe}$  (период полураспада  $^{135}\text{Xe}$  составляет 9,2 ч, а его предшественника  $^{135}\text{I}$  — 6,7 ч). Чтобы вернуться на исходный уровень мощности, нужно ввести дополнительную реактивность. В первом варианте приходится снижать концентрацию бора ниже обычного для данного момента топливного цикла, соответствующего полной мощности. Позже, при снижении отравления, когда  $^{135}\text{Xe}$  выгорает до равновесного значения при полной мощности, необходимо проводить борирование.

Во втором варианте снижение средней температуры позволяет обойтись без «перебора» в продувке, что снижает требуемый расход водообменных установок.

**Конструкционные элементы.** Общеизвестны высокие требования, предъявляемые ко всем материалам на АЭС и в особой мере к твэлам, работающим в переменных режимах. В условиях большого флюенса нейтронов и резкопеременных температурных полей скорее проявляются терморадикационные явления в топливных таблетках: ползучесть материала оболочек, водородное охрупчивание и другие отрицательные последствия.

В настоящее время в зарубежной и отечественной литературе широко освещены вопросы надежности твэлов водо-водяных реакторов [50, 74, 89, 113]. Остановимся здесь на вопросах надежности твэлов, прямо связанной с циклическими нагрузками, и на некотором положительном опыте, позволяющем в будущем снять ряд ограничений на топливо в переменных режимах работы.

Принципиальная картина термоусталостных явлений в твэлах известна. Изменение плотности потока нейтронов вызывает искажение полей энерговыделения в самих твэлах в аксиальном и, особенно, радиальном направлениях. Так, изменение температуры в таблетках измеряется несколькими сотнями градусов, а вблизи оболочки — только несколькими десятками градусов. Сильные радиальные градиенты температуры приводят к растрескиванию таблеток топлива, и через вновь образующиеся трещины (особенно интенсивно в периоды изменения нагрузок) усиливается выход ГПД.

Выход ГПД зависит также от линейной плотности теплового потока  $q_e$ . Так, при  $q_e$  не более 300 Вт/см выход ГПД из топливных таблеток практически полностью отсутствует, но при  $q_e = 700$  Вт/см он составляет уже более 50% объема образующихся ГПД. В последнем случае может оказаться недостаточным объем газосборника в твэлах и недопустимо возрастет внутреннее давление.

Кроме того, в рабочем диапазоне температур (300—350° С) температурный коэффициент объемного расширения циркониевой оболочки в 1,5—2 раза ниже, чем аналогичный коэффициент диоксида урана, поэтому при циклировании нагрузки возникают напряжения знакопеременного характера. Причем при снижении мощности и соответственно температуры топливные таблетки под действием силы тяжести опускаются, и столб топлива приобретает прежние размеры. При достаточно большом числе циклов и появлении остаточных деформаций оболочка при каждом нагружении продолжает растягиваться («храповой эффект»). Когда осевой компенсационный зазор в ТВС выбран, может нарушиться целостность оболочки. Таким образом, снижение линейного теплового потока будет способствовать как уменьшению выхода ГПД, так и снижению уровня линейных деформаций в оболочке. Однако это ведет и к прямому ухудшению экономичности компоновочных решений активной зоны.

По данным [37, 40], некоторыми зарубежными фирмами приняты меры по повышению надежности твэлов водо-водяных реакторов. В числе этих мер, помимо ограничений скорости подъема мощности, следующие:

- введение в порошок  $UO_2$  небольших добавок Mg, Ti, Nb для укрупнения зерен оксидного топлива и снижения выхода ГПД;

- использование металлов-геттеров для снижения концентрации агрессивных продуктов деления;

- создание в таблетках  $UO_2$  контролируемой несвязанной пористости для повышения стабильности размеров топливных сердечников;

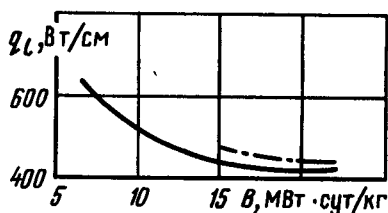
- использование таблеток бочкообразной формы со скругленными кромками и с переменным обогащением по радиусу для снижения механического взаимодействия топлива с оболочкой;

- нанесение защитных покрытий на внутреннюю оболочку (например, из Cu), создание текстуры металла для повышения критического напряжения образования трещин.

Работоспособность твэлов в переходных режимах в исследуемый период времени определяется параметрами процесса и состоянием твэлов [40], т. е. обусловлена конструктивно-технологическими характеристиками и предысторией эксплуатации.

Наиболее нежелательными являются подъемы нагрузки после длительной выдержки на постоянном уровне. Здесь сказываются в основном две причины. Во-первых, в топливе успевает накопиться значительное количество агрессивных продуктов деления (I, Cs), и вследствие растрескивания топлива при подъемах мощности происходит перенос этих продуктов к оболочке. Это обуславливает ее коррозионное растрескивание в условиях растягивающих напряжений и в присутствии агрессивной для циркония среды. Во-вторых, в условиях полностью выбранного радиального зазора такой подъем мощности может повредить оболочку. Следует иметь в виду,

Рис. 1.9. Зависимость критической линейной мощности от глубины выгорания топлива для разных уровней выхода из строя твэлов [40] (0,1% — сплошная линия и 10% — штрихпунктирная линия)



что исходный радиальный зазор между топливом и оболочкой в свежезагруженном топливе в начальной стадии процесса выгорания может увеличиваться из-за радиационного доспекания сердечника, а затем уменьшается вплоть до полного исчезновения. Это происходит вследствие радиационного распухания топлива и одновременного осаивания оболочки в результате ползучести ее материала под действием наружного давления теплоносителя. Такой сравнительно медленный для условий стационарной работы реактора процесс ощутимо ускоряется в переходных режимах.

По данным фирмы «Дженерал электрик» (США) [40, 74], разрушение оболочки от механического взаимодействия с топливными таблетками по распространенности является второй (после гидрирования внутренней оболочки) причиной разгерметизации твэлов. Данные свидетельствуют, что такой тип разрушения происходит при выгораниях от 6,0 до 27,5 МВт·сут/кг, т. е. на более поздних стадиях, чем от гидрирования. Повышение исходной пластичности может быть достигнуто повышением температуры отжига оболочек до температуры полной рекристаллизации. При этом следует компенсировать понижение предела текучести увеличением толщины оболочки. Уже к 1975 г. фирмой «Дженерал электрик» было реализовано повышение температуры отжига по «улучшенной» технологии с увеличением толщины оболочки при диаметре 14,3 мм с 0,81 до 0,94 мм. Проведены меры по оптимизации геометрии таблеток на основе расчетных и экспериментальных данных. Другой мерой является введение внутреннего давления в твэлах. Однако исходный его уровень должен выбираться таким, чтобы при полном выгорании внутреннее давление не превышало предельно допустимого значения.

Как отмечалось, важнейшей характеристикой надежности твэлов, в особенности в условиях циклических нагрузок, является линейная мощность. При выгорании топлива более 25,0 МВт·сут/кг, по данным [40], критическая линейная мощность не зависит от глубины выгорания и составляет около 410—420 Вт/см для исключения выхода из строя твэлов, более 0,1% от их числа в активной зоне (рис. 1.9). Даже небольшое превышение этого уровня вызывает увеличение на несколько порядков интенсивности разрушения твэлов за один топливный цикл реактора. Вместе с тем явная недостаточность накопленного статистического материала не позволяет с уверенностью считать, что циклические изменения нагрузок в диапазоне ниже допустимой линейной мощности не отражаются на надежности работы твэлов.

Большое влияние на надежность работы твэлов, в том числе и в переменных режимах, оказывает чистота их повер-



хности. Продукты коррозии конструкционных элементов первого контура растворяются в теплоносителе и распространяются по всему контуру, осаждаясь в застойных зонах и образуя пористый слой магнетита. Термосопротивление пористого слоя существенно выше, чем основного, что, по имеющимся данным, существенно уменьшает критический тепловой поток.

Таблица 1.3. Число изменений мощности реактора IV блока НВАЭС в течение топливной кампании

| Режим с изменением мощности                                                                                                            | Год работы |    |    | За кампанию топлива |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|----|----|---------------------|
|                                                                                                                                        | 1          | 2  | 3  |                     |
| Нормальная остановка (100% → 0)                                                                                                        | 10         | 7  | 3  | 20                  |
| Аварийная остановка (АЗ-1; 100% → 0)                                                                                                   | 12         | 7  | 7  | 26                  |
| Пуск из холодного состояния (0 → 100%)                                                                                                 | 8          | 10 | 4  | 22                  |
| Пуск из горячего состояния (0 → 100%)                                                                                                  | 14         | 4  | 6  | 24                  |
| Снижение мощности с 50% до мощности, необходимой на собственные нужды с последующим выходом на уровень 50—100% (50—100 → 10 → 50—100%) | 5          | 2  | 2  | 9                   |
| Ступенчатое снижение мощности* (100% → 50%)                                                                                            | 17         | 12 | 13 | 42                  |
| Ступенчатое изменение мощности* на 5—10% от номинального уровня                                                                        | 162        | 40 | 42 | 244                 |

\* Фиксировались изменения мощности, наблюдаемые в течение не менее одного часа, поэтому можно предполагать, что действительное число изменений мощности значительно больше указанного.

Имеющийся опыт эксплуатации (табл. 1.3) показывает, что, несмотря на большое число циклов, герметичность твэлов может оставаться достаточно высокой. Так, по причине негерметичности твэлов на IV блоке НВАЭС было удалено: после первого года работы одна кассета из 211, оставляемых на второй год работы; после второго года работы четыре кассеты из 221, оставляемых на третий год работы; после третьего года работы три кассеты из 51 проверенной.

Сокращение срока службы оболочек твэлов с увеличением числа термоциклических процессов ведет к уменьшению глубины выгорания и снижению эффективности использования топливной загрузки. Поэтому вполне понятен особый интерес, проявляемый ведущими зарубежными фирмами к обеспечению стабильной работоспособности твэлов в условиях работы энергоблоков АЭС с PWR в режиме следования за нагрузкой.

Важным фактором в оценке механических характеристик является уровень мощности, к которому твэлы «подготовлены» предыдущим состоянием, т. е. переход к которому из заданного предыдущего состояния не будет сопровождаться напряжением между топливом и оболочкой твэла. На время суточного

и недельного следования за нагрузкой эта «подготовленная» (допустимая) линейная мощность твэла очень близка к номинальной. Длительная работа на пониженной мощности в значительной мере понижает и подготовленную мощность [77].

Любые циклические изменения мощности ниже подготовленной не оказывают существенного влияния на выход ГПД и на взаимодействие системы топливо — оболочка, всплеск мощности выше подготовленной увеличивает выход ГПД, вызывает дополнительные напряжения в оболочках из-за такого взаимодействия и снижает надежность.

Новые зарубежные АЭС снабжаются дополнительной системой ограничения мощности для защиты топлива от нежелательных локальных нагрузок во время переходных процессов. При этом закладываются консервативные (не зависящие от выгорания) параметры, т. е. считается, что коэффициенты неравномерности не снижаются в течение кампании.

Ограничения по ведению переменных режимов наряду с твэлами могут обуславливаться некоторыми другими конструктивными элементами. Так, важное значение имеет проблема тепловой инерционности реакторной установки, поставленная еще в [26, 37]. При резком сбросе нагрузки происходит существенный рост давления пара из-за динамического несоответствия мощности реактора и турбины. Полная теплоемкость системы охлаждения реактора ВВЭР-1000 может достигать 4 ГДж/К. В программах регулирования с постоянным давлением в ПГ разница средней температуры контура в диапазоне нагрузки 0—100% приближается к 25—30° С, что в сочетании с высокой теплоемкостью контура может затруднить быстрый набор нагрузки.

В программе регулирования с постоянной средней температурой теплоносителя, напротив, переход с мощности на мощность происходит почти без изменения количества теплоты, аккумулированной в контуре, что позволяет с малым запаздыванием в переходных процессах в ПГ обеспечить увеличенную нагрузку. Скорость разогрева корпуса реактора является лимитирующим фактором при пуске блока после остановки на ночь или в выходные дни с полным или частичным расхолаживанием [37]. Из-за опасности возникновения малоцикловых термических напряжений в элементах конструкции корпуса реактора и ПГ эта скорость ограничивается до 0,3° С/мин. Вместе с тем в [37] отмечено, что при умеренном снижении нагрузки в ночные часы и выходные дни на 25—30% со скоростью до 1%/мин указанные выше ограничения снимаются.

В процессе планового расхолаживания и остановки ВВЭР необходимо контролировать и выдерживать во времени дав-

ление в первом контуре в определенном соответствии с изменением температуры теплоносителя.

**Регулировочные возможности турбины.** Турбины, работающие на влажном паре, обеспечивают хороший регулировочный диапазон. Их динамические и пусковые характеристики оказываются достаточно высокими вследствие малой инерционности, обусловленной небольшим промежуточным объемом сепаратора-пароперегревателя, большой долей мощности ЦВД. Для дальнейшего совершенствования характеристик маневренности наметились следующие пути: повышение быстродействия и совершенствование системы регулирования, уменьшение паровых объемов тракта, уменьшение металлоемкости и выбор оптимальных форм и конструкций роторов и цилиндров, применение устройств для более быстрого прогрева элементов турбин. Вместе с тем необходимо учитывать следующие трудности ведения переменных режимов турбоустановок АЭС [55, 99].

При течении насыщенного пара с околосвуковыми скоростями могут возникнуть скачки конденсации и другие нестационарные явления. Поэтому проектирование регулирующей ступени для турбин с сопловым парораспределением становится особо затруднительным. В пользу дроссельного парораспределения свидетельствует и часто пока применяемая схема блока с двумя турбинами, работающими от одного источника пара. В таком случае схема при большей надежности становится эквивалентной двухклапанному сопловому регулированию.

При существенном снижении нагрузки турбины происходит резкое падение температуры влажного пара по проточной части, включая элементы паровпуска. Кроме того, сухой или почти сухой насыщенный пар при дросселировании от давления выше 3 МПа увлажняется, теплоотдача от поверхностей металла к влажному пару возрастает. При быстрых и многократных изменениях нагрузки может возникнуть термоусталостное разрушение ответственных узлов турбины.

При малых расходах насыщенного пара на турбину в результате его дросселирования в регулирующих клапанах органы паровпуска и первой ступени ЦВД оказываются в зоне перегретого пара. В этом случае важно знать характер и направление теплового потока. Если температура поверхности деталей превысит температуру насыщения при давлении пара в этой зоне проточной части, то можно не опасаться интенсивного прогрева. Но по мере увеличения расхода пара и роста давления температура насыщения перегретого пара оказывается выше температуры поверхности, начинается конденсация и можно ожидать (в связи с резким улучшением теплообмена) увеличения разности температур в стенках. С этого момента темп прогрева и напряженно-деформирован-

ное состояние зависят главным образом от скорости увеличения расхода пара на турбину, которую приходится лимитировать.

В массивных роторах также значительно проявляется радиальная неравномерность температур при неустановившихся режимах.

Необходимо учитывать, что для турбин с низкими температурами пара ориентируются в основном на предел текучести металла, и даже кратковременное превышение установленного его уровня может привести к недопустимым пластическим деформациям деталей. Перегрузки также могут возникнуть в последних отсеках проточной части, из которых пар направляется в выносные паросепараторы или промежуточные пароперегреватели в связи с их большой вместимостью.

Основными факторами, определяющими динамические характеристики и маневренность влажнопаровых турбин АЭС, являются предельно допустимая разность температуры по ширине фланцев ЦВД в зоне паровпуска, предельная разность температуры по радиусу дисков первых ступеней ротора ЦВД мощных турбин, а также рост вероятности повреждения отдельных узлов турбины из-за малоциклового термоусталости.

Повышению маневренных свойств и улучшению условий пуска турбин по условиям снижения возникающих напряжений в массивных элементах способствует режим работы турбоагрегатов на скользящих параметрах пара.

Режим пуска и эксплуатации турбин на скользящих параметрах хорошо отработан и многократно использовался на энергоблоках КолАЭС и НВАЭС с реакторами ВВЭР. Опыт эксплуатации, полученный на этих электростанциях, показал, что работу турбин на скользящих параметрах целесообразно и весьма эффективно сочетать с режимом работы ЯППУ при сниженной температуре теплоносителя. Это позволяет, как указывалось выше, увеличивать оперативный запас реактивности реактора и, следовательно, его маневренность. Таким разработкам посвящено значительное число исследований, выполненных в ЛПИ и других организациях [49, 55].

Автоматизация управления операциями при пуске турбин и наборе нагрузки — также один из основных путей сокращения продолжительности пуска и повышения маневренных характеристик энергоблоков. Автоматизированные пуски агрегатов К-220-44/3000 на КолАЭС и К-500-60/1500 на НВАЭС подтверждают высокую эффективность и надежность, обеспечивая среднюю скорость набора нагрузки 5—8 МВт/мин.

Уже в начале 70-х годов в ряде энергосистем развитых зарубежных стран [62, 77, 89] выдвигалось требование учета возможного участия АЭС в покрытии переменной части

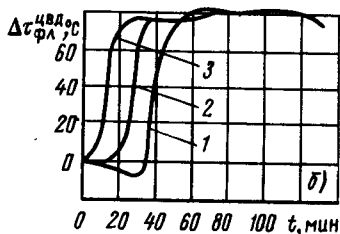
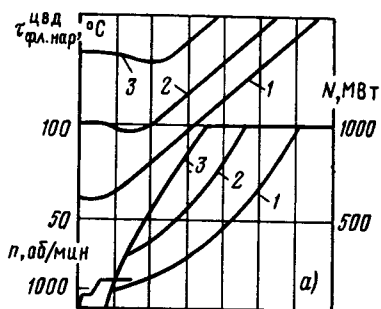
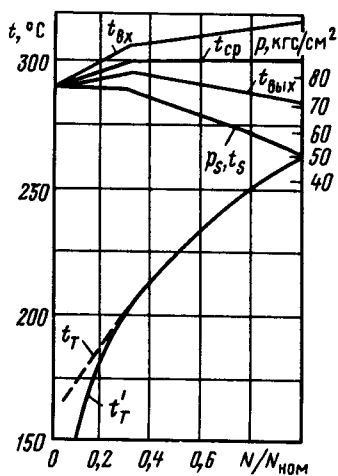


Рис. 1.10. Статическая характеристика частичных нагрузок реактора и диаграмма температур пара перед турбиной мощностью 1200 МВт АЭС «Библис» (ФРГ):

$t_{\text{ср}}$ ,  $t_{\text{вх}}$ ,  $t_{\text{вых}}$  — температура теплоносителя первого контура средняя, на входе в ПГ и выходе из него соответственно;  $p_s$ ,  $t_s$  — давление и температура пара второго контура;  $t'_r$  — температура пара на входе в турбину за регулируемыми клапанами;  $t_r$  — то же при постоянном значении  $t_s = 265,2 ^\circ\text{C}$  (по данным Л. Ш. Лейзеровича, В. Б. Кириллова)

Рис. 1.11. Оптимизированные расчетные графики пусков турбины К-1000-60/1500 из холодного (1), неостывшего (2) и горячего (3) состояний (а) и изменения разности температур по фланцу (б) в ходе пуска [57]

графика (США, Франция, Япония, ФРГ). С этой целью крупнейшие турбостроительные фирмы оснащали турбины для АЭС всережимными системами ЭГСР с вводом информации о показателях теплового и механического состояний турбины. На вход ЭГСР может подаваться задание по изменениям режима от УВМ или программного задатчика.

На рис. 1.10 представлены возможные программы (задания) регулирования турбоустановки мощного энергоблока.

Существуют некоторые противоречия при проектировании турбин с учетом повышенных маневренных свойств [17, 49, 99]. Например, расположение органов парораспределения на цилиндрах предельно уменьшает паровые объемы за клапанами, но ухудшает условия прогрева. Двухпоточная конструкция цилиндров, напротив, увеличивает паровые объемы. Нужно выбирать варианты конструкции исходя из режимов работы в течение всего предстоящего срока службы.

Важными особенностями регулирования являются повышенные в сравнении с турбинами ТЭС значения динамической постоянной ротора  $T_a = J\omega_0^2/N$ , особенно тихоходных агрегатов, что благоприятно влияет на их динамические свойства [49]. Вместе с тем отрицательное влияние на регулирование турбин может оказать значительная масса воды, которая содержится в пленке влаги, покрывающей поверхность проточной части влажнопаровых турбин.

В некоторых переходных процессах с понижением давления в проточной части (сбросы нагрузки) происходит испарение пленки на свободной поверхности. Это увеличивает частоту вращения при сбросах нагрузки и усложняет импульсные разгрузки как способ противоаварийного управления энергосистемой.

На большинстве АЭС в настоящее время вводятся системы импульсной разгрузки турбин путем воздействия на регулирование турбоагрегата специальными электрогидропреобразователями [37, 49]. Импульсная разгрузка турбин служит эффективным средством повышения устойчивости работы и сохранения турбогенераторов в сети при аварийных и переходных режимах в энергосистеме, особенно при проходящих коротких замыканиях на ВЛ от АЭС.

Основным принципом регулирования энергоблоков с ВВЭР является первичное управление турбиной, которое обеспечивает эффективное участие энергоблока в регулировании частоты и мощности в энергосистеме. И только при отключении одного или двух главных циркуляционных и основных питательных насосов реализуется принцип первичного управления реактором.

В [57] обосновывается определение характеристик маневренности влажнопаровых турбин АЭС только термонапряженным состоянием «критических» элементов ЦВД, которыми могут быть, в зависимости от особенностей конструкции турбины и использованных материалов, фланец наружного корпуса или ротор ЦВД. На рис. 1.11 приведены оптимизированные графики пусков турбины К-1000-60/1500, а на рис. 1.12 — диапазоны допустимых изменений нагрузки из стационарных состояний этой же турбины без ограничения скорости изменения нагрузки.

Диапазон изменений нагрузок, определяемых термонапряженным состоянием турбины, без ограничения скорости переходного процесса, составляет не менее  $\pm 50\%$  текущей нагрузки после длительной работы на этом уровне мощности. Маневренные характеристики

Рис. 1.12. Диапазон изменения нагрузок турбины К-1000-60/1500, допустимых по термонапряженному состоянию ЦВД без ограничения скорости переходного процесса, при различном качестве изоляции наружного корпуса ЦВД [51]:

— — — стационарные разности температур по ширине фланцев  $40^\circ\text{C}$ ; - · - · - — то же  $20^\circ\text{C}$

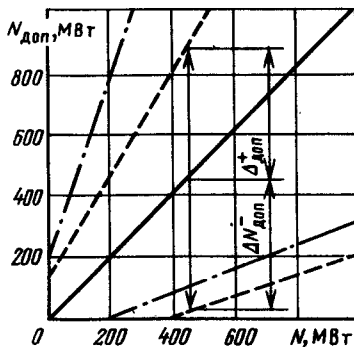


Таблица 1.4. Расчетная длительность нагружения влажнопаровых турбин АЭС с

| Турбина        | Исходные условия и                                |                                |                            |                                          |  |
|----------------|---------------------------------------------------|--------------------------------|----------------------------|------------------------------------------|--|
|                | Характеристики критического элемента фланца наруж |                                |                            |                                          |  |
|                | Сталь                                             | $a, 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ | $H_{\text{фл}}, \text{ м}$ | $ \Delta t_{\text{фл}} , ^\circ\text{C}$ |  |
| K-500-60/1500  | 15X1M1Ф-Л                                         | 9,75                           | 0,27                       | 80                                       |  |
| K-1000-60/3000 | 06X12H3Д-Л                                        | 6,6                            | 0,32                       | 100                                      |  |
|                | 06X12H3Д-Л                                        | 6,6                            | 0,32                       | 100                                      |  |
| K-1000-60/1500 | 15X1M1Ф-Л                                         | 9,75                           | 0,276                      | 80                                       |  |
|                | 15X1M1Ф-Л                                         | 9,75                           | 0,276                      | 80                                       |  |

Примечание.  $a$  — коэффициент температуропроводности металла;  $|\Delta t_{\text{фл}}|$  — предельно допустимое значение разности температур по толщине фланца;  $H_{\text{фл}}$  — ширина фланца;  $k_{\text{экв}}$  — эквивалентный коэффициент теплопередачи, учитывающий отток тепла от необогреваемой поверхности фланцев ЦВД через изоляцию в окружающую среду;  $t_{\text{с}}^{\text{ном}}$  — номинальное значение температуры греющего пара перед нагружением.

турбин зависят от типа ЦВД, температуропроводности и прочностных свойств металла корпуса и ротора ЦВД. Эти характеристики обуславливаются также размером некоторых элементов и конструктивно-технологическими особенностями (табл. 1.4).

Сооружаемые в настоящее время унифицированные энергоблоки с реакторами ВВЭР-1000 рассчитаны на более широкое участие в покрытии переменной части графиков нагрузки, так как они оснащены усовершенствованными системами: выведения борной кислоты из теплоносителя первого контура, внутриреакторного контроля за состоянием активной зоны, регулирования мощности, автоматического пуска турбин и т. д. Эти энергоблоки должны обеспечивать достаточно экономичную эксплуатацию при использовании установленной мощности свыше 4500 ч [37]. Характеристики маневренности этих блоков приведены ниже:

Регулировочный диапазон допустимого изменения нагрузки, %:

в течение всего топливного цикла ..... 30—100  
в конце (последняя треть) топливного цикла ..... 70—100

Допустимая скорость изменения нагрузки, %  $N_{\text{ном}}/\text{мин}$ :

в диапазоне 10—70% ..... 3—4  
в диапазоне 70—100% ..... 1—1,5

Допустимая скорость разогрева теплоносителя ЯППУ при пуске, К/ч ..... 20

Допустимое число изменений нормального режима за весь период эксплуатации:

остановок ЯППУ с расхолаживанием ..... 130

полных сбросов мощности ЯППУ со скоростью до 2%  $N_{\text{ном}}/\text{мин}$  ..... 5000

пусков ЯППУ из горячего состояния ..... 5000

пусков ЯППУ из холодного состояния ..... 130

ступенчатых изменений мощности в пределах  $\pm 20\%$  текущего значения ..... 150

длительность пусков

| ного корпуса ЦВД                            |                                                              | Время нагружения турбин до номинальной мощности, мин, из состояния с различной начальной температурой металла ЦВД, °С |     |     |  |
|---------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|-----|--|
| $t_{\text{с}}^{\text{ном}}, ^\circ\text{C}$ | $k_{\text{эв}}, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ | 60                                                                                                                    | 100 | 140 |  |
| 232                                         | 5                                                            | 115                                                                                                                   | 75  | 35  |  |
| 228                                         | 20                                                           | 165                                                                                                                   | 100 | 50  |  |
| 228                                         | 5                                                            | 140                                                                                                                   | 85  | 45  |  |
| 233                                         | 20                                                           | 135                                                                                                                   | 90  | 50  |  |
| 233                                         | 5                                                            | 110                                                                                                                   | 80  | 50  |  |

### 1.3. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ АЭС В РЕЖИМАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАГРУЗКИ

При решении проблемы привлечения АЭС к регулированию нагрузки вообще или регулированию отдельных видов неравномерности (суточной, недельной, сезонной) следует, кроме технических вопросов обеспечения маневренности, обосновывать экономическую целесообразность их использования в этих режимах.

Эффективная годовая кампания  $T_{\text{эф}}$  (или число часов использования установленной мощности  $h_{\text{уст}}$ ) основного оборудования в условиях прямой разгрузки энергоблока оказывается одинаковой как для реакторной, так и турбогенераторной установок и может служить характеристикой загруженности АЭС.

Капиталовложения в сооружение АЭС выше, чем в сооружение ТЭС на органических видах топлива, а топливная составляющая себестоимости электроэнергии обычно значительно ниже, чем на ТЭС. В связи с этим более эффективна работа АЭС в базовых зонах графиков. Иногда бездоказательно называют весьма большие «пороговые» эффективные годовые кампании (использование АЭС при меньших кампаниях, в отличие от ТЭС, ведет к прямому перерасходу приведенных затрат на выработку электроэнергии). Например, в некоторых работах это значение оценивалось 6000 ч/год, что далеко не бесспорно по двум основным причинам. Первая состоит в том, что такая величина, как  $T_{\text{эф}}^*$ , не может быть определена вне конкретных условий энергосистемы (соотношения стоимостей органического и ядерного топлива на ТЭС и АЭС соответственно, удельных затрат на их сооружение, структуры мощностей и др.). Эти условия различны во времени, но и для одного и того же времени могут существенно различаться в разных регионах страны.



Следовательно, величина  $T_{\text{эф}}^*$  неоднозначна, региональна и динамична во времени.

Вторая причина заключается в том, что слишком высокое значение равноэкономичной эффективной кампании означало бы примерное равенство удельных приведенных затрат в производстве электроэнергии на АЭС и ТЭС при условии базового его характера ( $T_{\text{эф}}^* = 6000 \div 6500$  ч/год). Между тем в европейской части, где эти станции сопоставляются, замыкающие затраты на твердое и газомазутное топливо уже в ближайшей перспективе будут весьма велики (в пересчете на условное топливо соответственно 35—40 руб/т и 55—60 руб/т), что приводит к ощутимому исходному различию (в базовых режимах с  $T_{\text{эф}}^* = 6000 \div 6500$  т/год) приведенных затрат в пользу АЭС с ВВЭР в сравнении с ТЭС с пылеугольными и особенно газомазутными блоками мощностью 300, 500, 800 МВт. В связи с этим утверждения о том, что обеспечение переменных графиков нагрузки за счет маневренных возможностей АЭС приводит к наибольшему росту затрат, хотя и отражают общепризнанную экономическую концепцию необходимости всемерного увеличения фондоотдачи АЭС, однако не являются строго обоснованными при существовании на практике ограничений на ввод альтернативных маневренных источников. Если следовать такой позиции в реально создавшейся и обозримо перспективной ситуации, то необходимо серьезно ограничить ввод мощностей АЭС в европейской части страны.

В зарубежной литературе уделяется значительное внимание обоснованию экономически оправданных пределов разгрузки АЭС в сравнении с ТЭС на угле и мазуте по стоимости электроэнергии, в частности, во Франции, где весьма высока доля выработки электроэнергии на АЭС с PWR (табл. 1.5), это обоснование служит предметом тщательного изучения.

Однако стоимость электроэнергии — не исчерпывающий и недостаточный показатель сравнения эффективности ТЭС и АЭС при весьма малой загрузженности оборудования. В этом случае технические возможности по глубине разгрузки, частоте и числу пусков и остановок энергоблоков на органическом и ядерном топливе могут существенно различаться.

Оценка порога эффективной кампании АЭС проводилась и в нашей стране (для европейской части). Такие исследования выполнялись, в частности, в СПИ в 1983—1984 гг. Безусловно, оценки  $T_{\text{эф}}^*$  для перспективных условий могут иметь лишь вероятностный характер (рис. 1.13), так как нельзя однозначно определить структуру будущих энергосистем, сравнительную динамику затрат в ядерное и органическое топливо, оборудование, техническое водоснабжение, природоохранные мероприятия и другие факторы по энергоблокам ТЭС и АЭС на отдаленный период.

Таблица 1.5. Сравнительная стоимость электроэнергии на АЭС, пылеугольных и мазутных ТЭС Франции в различных зонах графика, сантим/(кВт·ч), по состоянию на 1 января 1986 г. (на 1 января 1982 г.)

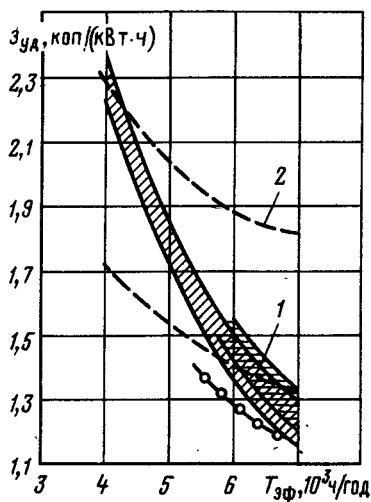
| Тип электростанции | Число часов эксплуатации, в год |             |              |
|--------------------|---------------------------------|-------------|--------------|
|                    | 8760                            | 4000        | 2000         |
| АЭС                | 21,0 (19,2)                     | 36,9 (33,2) | 67,8 (60,9)  |
| ТЭС на угле        | 30,4 (33,5)                     | 41,4 (44,6) | 63,4 (68,1)  |
| ТЭС на мазуте      | 55,3 (68,9)                     | 64,5 (78,9) | 82,6 (100,1) |

В расчетах замыкающие затраты на твердое топливо (в пересчете на условное топливо) принимались следующими: текущие 25 руб/т, на ближайшую перспективу до 35 руб/т. Мазутное топливо не рассматривалось в связи с дальнейшим ограничением его использования в энергетике. Затраты на ядерное топливо для ВВЭР-1000 оценены в 500—800 руб/кг, глубина выгорания 40 МВт·сут/кг. Удельные капиталовложения в блоки ТЭС и АЭС приняты соответственно: 140 руб/кВт (маневренный блок с турбиной К-500-130) и 320 руб/кВт (АЭС с ВВЭР-1000). Подробно методика расчета приведенных затрат на АЭС показана в § 3.1. Здесь отметим, что при оценке капитальной составляющей учитывалось вероятное увеличение затрат на реакторную часть, равное 8—10% на каждую 1000 ч/год снижения исходного (проектного) годового числа часов использования реактора. Удорожание обусловлено, как показали проработки нескольких организаций, необходимостью увеличения запаса реактивности на подавление эффектов отравления, ростом затрат на ремонтное обслуживание и введение дополнительной автоматики.

Одновременно с ростом затрат на реакторную часть следует учитывать возможность и целесообразность упрощения и удешевления паротурбинного оборудования таких маневренных АЭС. Но значительного

Рис. 1.13. Сравнительная эффективность блоков на органическом и ядерном топливе при различной эффективной годовой кампании:

— АЭС с ВВЭР-1000; — — — то же без удорожания реакторной части со снижением кампании  $T_{эф}$ ; — — — КЭС с турбиной К-500-130; 1 —  $C_1 = 25$  руб/т; 2 —  $C_1 = 35$  руб/т; /// — вероятностная зона значений удельных затрат при  $C_1 = 500 \div 800$  руб/кг и  $C_{РЯ} = 20$  руб/кг; ≡ — то же без учета наработки  $P_u$



эффекта, как, например, в блоках такого же исполнения ТЭС, здесь, видимо, ожидать нельзя.

Рассмотрены графики стационарной нагрузки с симметричной недельной, а при  $T_{\text{эф}} = 4500$  ч/год и суточной неравномерностью. Уменьшение  $T_{\text{эф}}$  осуществляется снижением мощности энергоблоков в периоды еженедельных (в выходные дни) и ежесуточных (ночных) провалов нагрузок без осуществления остановок оборудования. Возможность таких режимов обуславливается предполагаемым совершенствованием оборудования реакторного контура. Конфигурация графиков учтена при подсчете средних значений КПД.

Из рис. 1.13 видно, что величина  $T_{\text{эф}}$  сильно зависит от соотношения замыкающих затрат на органическое топливо и на загрузку ядерного топлива и составляет при самом неблагоприятном для АЭС с ВВЭР-1000 сравнении (дешевое топливо на ТЭС, дорогостоящее на АЭС) 6800—7000 ч/год. При лучшем для АЭС соотношении топливных затрат  $T_{\text{эф}} = 3600 \div 3900$  ч/год. Верхние значения соответствуют стоимости наработанного плутония  $C_{\text{Pu}} = 20$  тыс. руб/кг (для замкнутых топливных циклов — при однокомпонентной модели развития ядерной энергетики), когда воспроизводство и потребление плутония осуществляются в реакторах на тепловых нейтронах.

В проектно-сметной документации на некоторые вновь сооружаемые энергоблоки АЭС с ВВЭР обосновываются более высокие значения капитальных затрат, куда в последнее время относят и необходимые вложения в развитие инфраструктуры (до 500—600 руб/кВт и выше). Вместе с тем перепроектирование маневренного энергоблока 500 МВт на твердое топливо также потребует существенного повышения удельных капитальных затрат, особенно с учетом возросших требований улучшения экологии (на 30—40%). Поэтому общая картина сравнения, представленная на рис. 1.13, может существенно измениться.

В проектных проработках на перспективу после 1990 года можно рекомендовать ориентироваться на пороговое годовое число часов использования мощности АЭС в пределах  $4500 \leq T_{\text{эф}} \leq 5500$  ч. Работа энергоблоков АЭС в основном с глубоким недельным регулированием не приводит к прямому перерасходу затрат, но понижает эффект от их использования в сравнении с работой в базисном режиме. Базисный режим возможен для АЭС только в энергосистемах с высокой долей специализированных маневренных ТЭС. Оптимизация  $T_{\text{эф}}$  как ТЭС, так и АЭС при этом может вестись по минимуму усредненных удельных приведенных затрат по формуле

$$\min |z_{\text{уд}}| = \mu_{\text{АЭС}} z_{\text{уд}}^{\text{АЭС}} + \mu_{\text{КЭС}} z_{\text{уд}}^{\text{КЭС}}, \quad (1.2)$$

где  $\mu_{\text{АЭС}}$ ,  $\mu_{\text{КЭС}}$  — доли мощностей АЭС и конденсационных электростанций (КЭС) в энергосистеме.

В этой формуле величина  $z_{\text{уд}}^{\text{КЭС}}$  учитывает циклическую двухсменную работу специализированного блока с малыми пусковыми расходами топлива. Доли  $\mu_{\text{АЭС}}$  и  $\mu_{\text{КЭС}}$  в общем случае не соответствуют долям чисто базовой и переменной мощностей в графике и должны быть оптимизированы. Определение рациональной доли маневренных энергоблоков ТЭС в развивающихся энергосистемах проводилось ранее в СПИ и других организациях.

Такая стратегия развития энергосистем остается проблематичной в связи с дефицитом ресурсов органического топлива в европейской части страны и в дальнейшем в книге не рассматривается.

## Глава 2

# ЕДИНИЧНАЯ МОЩНОСТЬ ВВЭР И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА

## 2.1. РАЗВИТИЕ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ВВЭР

В 1955 г. в ИАЭ имени И. В. Курчатова была подготовлена серия технических заданий на проектирование энергетических реакторов с водяным и газовым теплоносителями [88]. Рассматривались следующие варианты:

водо-водяной реактор ВЭС-1 (водяная электростанция 1) с алюминиевой конструкцией активной зоны для низких параметров пара (двухконтурная схема, насыщенный пар под давлением 0,3 МПа);

реактор ВЭС-2 с заменой алюминиевых конструкционных элементов циркониевыми для повышения параметров первого и второго контуров и выработки насыщенного пара давлением 2,9 МПа;

ЭВГ (энергетический водогазовый реактор) с использованием газового теплоносителя для перегрева пара до 400° С при давлении 2,9 МПа;

уран-графитовый энергетический реактор с газовым охлаждением;

комбинированная АЭС с водо-водяным реактором типа ВЭС-2 для производства насыщенного пара и с газографитовым реактором для перегрева этого пара.

Нейтронно-физические характеристики реактора с водяным замедлителем, позволяющие получать большие мощности при

малых размерах активной зоны и обеспечивать глубокое выжигание урана, открыли перед этим реактором широкие технические и экономические перспективы. Стоимостные оценки реактора этого типа давали обнадеживающие результаты.

Из рассмотренных вариантов для первой АЭС было отдано предпочтение реактору ВЭС-2. Основные его характеристики и их изменение в ходе проектирования представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Изменение основных характеристик реактора ВВЭР в ходе его разработки

| Характеристика                                 | ВЭС-2,<br>май 1955 г. | ВВЭР, сен-<br>тябрь 1955 г. | ВВЭР,<br>ноябрь 1956 г. | ВВЭР,<br>начало 1957 г. |
|------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Мощность, МВт:                                 |                       |                             |                         |                         |
| тепловая                                       | 700                   | 700                         | 730                     | 760                     |
| электрическая                                  | 165                   | 165                         | 200                     | 210                     |
| Давление теплоносителя<br>первого контура, МПа | 8,0                   | 10,0                        | 10,0                    | 10,0                    |
| Температура воды, °С:                          |                       |                             |                         |                         |
| на входе в реактор                             | 250                   | 250                         | 250                     | 250                     |
| на выходе из реак-<br>тора                     | 260                   | 270                         | 270                     | 270                     |
| Расход теплоносителя<br>через реактор, кг/с    | $14,3 \cdot 10^3$     | $7,5 \cdot 10^3$            | $7,5 \cdot 10^3$        | $7,5 \cdot 10^3$        |
| Давление пара перед<br>турбиной, МПа           | 2,9                   | 2,9                         | 2,9                     | 2,9                     |
| Размеры активной зоны,<br>м:                   |                       |                             |                         |                         |
| диаметр                                        | 3,7                   | 3,2                         | 2,9                     | 2,9                     |
| высота                                         | 3,2                   | 3,5                         | 2,5                     | 2,5                     |
| Число ТВС в активной<br>зоне                   | 1040                  | 835                         | 308                     | 349                     |
| Загрузка реактора (диок-<br>сид урана), т      | 110                   | 80                          | 41                      | 41                      |

В соответствии с проработками активная зона реактора ВЭС-2 должна содержать 110 т естественного урана и 12—15 т урана 2%-ного обогащения. Рассматривались возможности использования топливных композиций в виде порошка металлического урана, ураномагнетитовой металлокерамики и спеченного диоксида урана. Предполагалось использовать топливные кассеты цилиндрической формы диаметром 100 мм, толщиной стенки 0,8—1,0 мм, в которых с шагом 34 мм размещались по семь твэлов диаметром 23,6 мм. Компенсация избыточной реактивности, управление реактором и аварийная защита осуществлялись с помощью поглощающих стержней из карбида бора, снабженных вытеснителями воды. Все стержни предполагались одинаковыми по конструкции, диаметром 100 мм в количестве 152 шт. Каналы стержней регулирования и защиты располагались между чехлами топливных кассет. Рассматривались возможности движения

теплоносителя как снизу вверх, так и сверху вниз.

Вскоре было проведено уточнение технического задания на реактор ВЭС-2, который с этого времени получил название ВВЭР.

В качестве основного варианта была принята топливная композиция в виде диоксида урана. Такое решение рассматривалось как компромисс, частично удовлетворяющий физическим и техническим требованиям. Загрузка урана в активную зону сократилась до 80 т.

Предусматривалось изменение формы топливных кассет с переходом на шестигранные с толщиной стенок 1,5 мм. Топливные кассеты размещались с шагом 104 мм, и их общее число составило 835. Размеры активной зоны были изменены и составили: диаметр 3,2, высота 3,5 м. Твэлы из естественного диоксида урана имели диаметр топливной композиции 15 мм и толщину циркониевой оболочки 0,7—0,8 мм и размещались с шагом 21 мм. Твэлы из обогащенного урана имели сердечник диаметром 8 и шаг решетки 12,5 мм.

Функции компенсации реактивности и аварийной защиты были переданы подвижным кассетам с обогащенным ураном, занимающим часть ячеек активной зоны, в верхней части которых предусматривалось размещение поглотителей.

Давление теплоносителя первого контура было увеличено до 10 МПа, подогрев с 10 до 20° С при соответствующем уменьшении расхода теплоносителя.

Дальнейшие проработки показали целесообразность снижения диаметра твэлов с естественным ураном до 11,6 мм. В результате загрузка урана в активную зону была уменьшена до 41 т, размеры активной зоны также сократились. При этом развитие площади поверхности теплообмена позволило увеличить тепловую мощность реактора до 730 МВт. Проект был сориентирован на глубину выгорания топлива 6 МВт·сут/кг с достижением в последующем 10 МВт·сут/кг [88].

В дальнейшем твэлы претерпели уменьшение диаметра: необогащенные из диоксида урана элементы — наружный диаметр 11,3 мм, шаг решетки в кассете 14,3 мм; обогащенные элементы — наружный диаметр 8 мм, шаг решетки в кассете 12,1 мм. Была окончательно установлена проектная тепловая мощность реактора, равная 760 МВт.

Последующие проработки показали целесообразность повышения обогащения топлива в твэлах с естественным ураном и снижения обогащения в обогащенных твэлах, что повышало однородность активной зоны. В это время окончательно был выбран размер твэла: наружный диаметр 10,2, диаметр сердечника 8,8 мм.

Первый блок НВАЭС (ВВЭР-210), введенный в эксплуатацию в 1964 г., подтвердил правильность основных научно-технических и проектно-конструкторских решений и тем самым выполнил

свою основную задачу. Создание последующих реакторных установок сопровождалось постоянным улучшением их конструкционных и технико-экономических показателей, что обеспечивало в значительной мере создание новых, более мощных и совершенных энергоблоков.

Увеличение единичной мощности блоков в ходе совершенствования реакторов обеспечивалось, в первую очередь, по-

Таблица 2.2. Развитие реакторов типа ВВЭР

| Основная характеристика                                 | ВВЭР-210         | ВВЭР-365          | ВВЭР-440          | ВВЭР-1000<br>(V блок<br>НВАЭС) |
|---------------------------------------------------------|------------------|-------------------|-------------------|--------------------------------|
| Мощность, МВт:                                          |                  |                   |                   |                                |
| тепловая                                                | 760              | 1320              | 1375              | 3000                           |
| электрическая                                           | 210              | 365               | 440               | 1000                           |
| КПД брутто, %                                           | 27,6             | 27,6              | 32,0              | 33,0                           |
| Давление в корпусе реактора, МПа                        | 10,0             | 10,5              | 12,5              | 16,0                           |
| Температура воды на выходе из реактора, °С              | 273              | 280               | 301               | 322                            |
| Подогрев воды в реакторе, °С                            | 21               | 28                | 33                | 33                             |
| Давление пара перед турбиной, МПа                       | 2,9              | 2,9               | 4,4               | 6,0                            |
| Расход воды через реактор, м³/ч                         | 36 500           | 49 500            | 39 000            | 80 000                         |
| Число петель главного реакторного контура               | 6                | 8                 | 6                 | 4                              |
| Максимальная скорость теплоносителя в пучке твэлов, м/с | 3,6              | 4,0               | 4,1               | 5,7                            |
| Средние тепловые нагрузки, кДж/(м² · ч)                 | $770 \cdot 10^3$ | $1500 \cdot 10^3$ | $1580 \cdot 10^3$ | $2270 \cdot 10^3$              |
| Высота активной зоны, м                                 | 2,5              | 2,5               | 2,5               | 3,5                            |
| Условный (эквивалентный) диаметр активной зоны, м       | 2,88             | 2,88              | 2,88              | 3,12                           |
| Диаметр твэла, мм                                       | 10,2             | 9,1               | 9,1               | 9,1                            |
| Число твэлов в кассете                                  | 90               | 126               | 126               | 317                            |
| Число кассет в активной зоне                            | 343              | 349               | 349               | 151                            |
| Число органов регулирования                             | 37               | 73                | 37                | 109                            |
| Средняя глубина выгорания, МВт · сут/кг                 | 13               | 27                | 28,6              | 27—40                          |
| Средняя удельная напряженность активной зоны, кВт/л     | 46               | 80                | 83                | 111                            |
| Среднее обогащение топлива подпитки, %                  | 2,0              | 3,0               | 3,5               | 3,3—4,4                        |
| Объемная неравномерность энерговыделения                | 4,8              | —                 | 2,4               | 2,0                            |
| Неравномерность мощности отдельных твэлов               | 2,75             | —                 | 1,65              | 1,46                           |

вышением энергонапряженности активной зоны (табл. 2.2) благодаря существенному снижению неравномерности энерговыделения по объему активной зоны и твэлам. Кроме того, повышению тепловой мощности способствовали увеличение расхода теплоносителя через активную зону, увеличение площади греющей поверхности твэлов, уменьшение различия между рабочими и предельно допустимыми значениями параметров [88].

Подтверждение проектных показателей реактора ВВЭР-210 и опыт его эксплуатации позволили в корпусе того же размера создать реактор ВВЭР-365 (для второго блока НВАЭС), послуживший основной ступенью в создании реактора ВВЭР-440. При переходе от ВВЭР-210 к ВВЭР-440 удалось уменьшить объемную неравномерность энерговыделения с 4,8 до 2,4, а неравномерность мощности отдельных твэлов — с 2,75 до 1,65, а также значительно повысить подогрев теплоносителя, доведя его до 33° С при незначительном увеличении расхода теплоносителя. Энергонапряженность активной зоны при этом возросла с 46,5 кВт/л для ВВЭР-210 до 84 кВт/л для ВВЭР-440. В реакторе ВВЭР-365 и в последующих реакторах диаметр твэла уменьшен до 9,1 мм, число твэлов в топливных кассетах выросло с 90 до 126, что позволило увеличить площадь поверхности теплосъема. Повышение давления в реакторе ВВЭР-440 до 12,5 МПа позволило поднять температуру теплоносителя первого контура и давление насыщенного пара перед турбиной с 2,9 до 4,4 МПа, увеличив тем самым и КПД (брутто) с 27,6 до 32%.

Столь значительное возрастание энергонапряженности активной зоны обеспечено в основном снижением неравномерности энерговыделения, которое было достигнуто в значительной степени введением системы борного регулирования. Эта система компенсирует медленно проявляющиеся эффекты реактивности и прежде всего запас реактивности на выгорание топлива, а функции управления и аварийной защиты остаются за системой механических органов регулирования. Такое разделение функций систем регулирования позволяет иметь минимальные неравномерности энерговыделения в активной зоне.

Значительное увеличение единичной мощности очередного поколения ВВЭР было осуществлено в начале 80-х годов за счет наращивания площади греющей поверхности активной зоны, повышения средней энергонапряженности топлива и увеличения расхода теплоносителя. Расширение объема активной зоны достигалось в основном увеличением ее высоты, так как в условиях сохранявшегося требования транспортабельности корпуса реактора по железным дорогам СССР ограничивались его поперечные размеры.

В результате проработок оказалось возможным увеличить объем активной зоны примерно в 1,5 раза по сравнению



с ВВЭР-440, в то время как тепловую мощность реакторной установки ВВЭР-1000 предполагалось увеличить более чем в 2 раза (см. табл. 2.2). Это привело к необходимости обеспечить повышение средней энергонапряженности активной зоны примерно на 40%.

Основные характеристики первой реакторной установки ВВЭР-1000 (V блок НВАЭС) приведены в табл. 2.2. По сравнению с реактором ВВЭР-440 коэффициенты неравномерности энерговыделения по объему активной зоны и по твэлам уменьшены с 2,4 до 1,65 и 2,0 и 1,46 соответственно, давление теплоносителя возросло с 12,5 до 16,0 МПа, средняя скорость теплоносителя в активной зоне реактора увеличена с 3,6 до 5,7 м/с.

В ходе развития реакторов совершенствовалось и использование топлива. Основным направлением такого совершенствования является снижение расхода урана на единицу вырабатываемой энергии. Это достигалось увеличением глубины выгорания топлива при соответствующем увеличении его обогащения, усовершенствованием перегрузок топлива, применением выгорающих поглотителей и др. Так, для реактора ВВЭР-210 глубина выгорания увеличена до 13 МВт·сут/кг (с 6 МВт·сут/кг, предполагавшихся первоначально); средняя глубина выгорания для ВВЭР-440 составляла 28,6 МВт·сут/кг. В реакторе ВВЭР-1000 предполагалось использовать трехгодичный топливный цикл и повысить среднюю глубину выгорания топлива до 40 МВт·сут/кг. Столь значительное увеличение глубины выгорания топлива требует обоснования работоспособности твэлов. До полного завершения соответствующих испытаний топливо использовалось в двухгодичном топливном цикле, глубина выгорания при котором не превышала 30 МВт·сут/кг. Следует также отметить, что при увеличении глубины выгорания сокращается требуемый объем хранилищ отработавшего топлива.

К моменту пуска реактора ВВЭР-1000 на петлях исследовательского реактора МР две сборки твэлов достигли глубин выгорания более 40 МВт·сут/кг при хорошем состоянии их оболочек. К настоящему времени накоплен значительный материал о работоспособности твэлов реакторов ВВЭР и их зарубежных аналогов при больших глубинах выгорания топлива. Так, в табл. 2.3 представлены некоторые экспериментальные данные США [30].

В конструкцию реактора для последующих блоков с ВВЭР-1000 внесены существенные изменения [83]. Осуществлен переход на бесчехловую конструкцию топливных кассет, что позволяет улучшить аварийное охлаждение реактора и разместить в активной зоне 163 топливные кассеты вместо 151 при сохранении внутреннего диаметра корпуса реактора и шага

размещения ТВЭЛОВ в топливных кассетах. В результате площадь греющей поверхности активной зоны возросла примерно на 6%, что создало дополнительную возможность некоторого повышения тепловой мощности реактора. Число поглощающих элементов в пучке увеличено с 12 до 18, а число органов регулирования уменьшено до 61 (табл. 2.4, рис. 2.1).

Таблица 2.3 Эксперименты по увеличению глубины выгорания ядерного топлива на АЭС с реакторами типа PWR в США (по данным [30])

| АЭС              | Число ТВС | Средняя глубина выгорания, МВт·сут/т |                  |
|------------------|-----------|--------------------------------------|------------------|
|                  |           | достигнутая *                        | планируемая      |
| «Окони-1»        | 4         | 40 000                               | —                |
|                  | 1         | 40 300                               | 50 000 в 1983 г. |
| «Форт Калхун»    | 20        | 33 400                               | —                |
|                  | 1         | 46 500                               | 52 000 в 1982 г. |
| «Калверт-Клиффс» | 1         | 43 000                               | —                |
|                  | (8)       | 53 500                               | 55 000 в 1982 г. |
| «Монтиселло»     | 5         | 36 100                               | —                |
|                  | 2         | 39 400                               | 41 000 в 1982 г. |
| «Пич-Боттом-2»   | 2         | 42 900                               | 45 000 в 1982 г. |
|                  | 2         | 35 000                               | —                |
| «Робинсон»       | 2         | 35 000                               | 42 000 в 1983 г. |
|                  | 3         | 40 300                               | —                |

\* По данным на 1 марта 1982 г.

Для первых двух блоков Южно-Украинской и Калининской АЭС компоновка и основное оборудование реакторной установки сохранены аналогичными компоновке и оборудованию V блока НВАЭС. Дальнейшая модернизация реакторных установок проводилась по пути упрощения компоновки основного оборудования, в частности отказа от ГЗЗ, устанавливаемых на циркуляционных петлях, и др.

Конструкционные и нейтронно-физические особенности реакторов ВВЭР позволяют увеличивать их единичную мощность как путем частичного использования имеющегося оборудования (ГЦН и трубопроводов ГЦК, ПГ, приводов органов регулирования и др.), увеличивая число петель реакторной установки, так и созданием нового более производительного оборудования. Повышение единичной мощности реактора путем увеличения размеров активной зоны при слабом изменении параметров может быть экономически нецелесообразным, поскольку такое решение влечет за собой увеличение объема защитной оболочки реакторного помещения, увеличение объема пассивных и повышение производительности активных систем обеспечения безопасности, увеличение металлоемкости и др. При этом

**Таблица 2.4. Сравнительные характеристики реакторных установок ВВЭР-1000**

| Характеристика                                                 | V блок НВАЭС          | Первый этап модернизации (малая серия)       | Второй этап модернизации (большая серия) |
|----------------------------------------------------------------|-----------------------|----------------------------------------------|------------------------------------------|
| Тепловая мощность, МВт                                         | 3000                  | 3000—3200                                    | 3000—3200                                |
| Давление теплоносителя, МПа                                    | 15,7                  | 15,7                                         | 15,7                                     |
| Средняя температура теплоносителя, °С                          | 306                   | 306                                          | 306                                      |
| Расход теплоносителя через реактор, м³/ч                       | 80 000                | 80 000                                       | 80 000                                   |
| Наружный диаметр корпуса реактора, мм                          | 4535                  | 4535                                         | 4535                                     |
| Высота реактора в сборе, мм                                    | 22 592                | 18 770                                       | 19 137                                   |
| Эквивалентный диаметр активной зоны, см                        | 312                   | 316                                          | 316                                      |
| Высота активной зоны в рабочем состоянии, см                   | 356                   | 356                                          | 356                                      |
| Удельная мощность активной зоны, кВт/л                         | 111                   | 107—115                                      | 107—115                                  |
| Число топливных кассет                                         | 151                   | 163                                          | 163                                      |
| Форма и тип топливной кассеты                                  | Шестигранник с чехлом | Шестигранник без чехла                       | Шестигранник без чехла                   |
| Размер кассеты «под ключ», мм                                  | 238                   | 234                                          | 234                                      |
| Загрузка топлива в активную зону (UO <sub>2</sub> ), т         | 75,5                  | 80                                           | 80                                       |
| Наружный диаметр / шаг расположения твэлов, мм                 | 9,1/12,75             | 9,1/12,75                                    | 9,1/12,75                                |
| Средний тепловой поток, Вт/см                                  | 176                   | 166—177                                      | 166—177                                  |
| Длительность кампании топлива, год                             | 2/3                   | 3                                            | 3                                        |
| Число перегрузок за кампанию                                   | 2/3                   | 3                                            | 3/6                                      |
| Обогащение свежего топлива в стационарном режиме перегрузки, % | 3,3/4,4               | 3,3/4,4                                      | 3,3/4,4                                  |
| Средняя глубина выгорания топлива, МВт·сут/кг                  | 27/40                 | 27/40                                        | 27/40                                    |
| Число органов регулирования                                    | 109                   | 61                                           | 61                                       |
| Число поглощающих элементов в органе регулирования             | 12                    | 18                                           | 18                                       |
| Число ГЦН                                                      | 4                     | 4                                            | 4                                        |
| Наличие запорных задвижек на петлях ГЦК                        | Есть                  | Есть                                         | Нет                                      |
| Число турбин                                                   | 2                     | 1                                            | 1                                        |
| Марка турбины                                                  | K-500-60/1500         | K-1000-60/1500                               | K-1000-60/1500;<br>K-1000-60/3000        |
| Свободный объем герметичных помещений, м³                      | 70 000                | 70 000                                       | 55 000                                   |
| Учет в проекте специальных условий                             | —                     | Сейсмостойкость 5—6 баллов по шкале MSK-1964 |                                          |

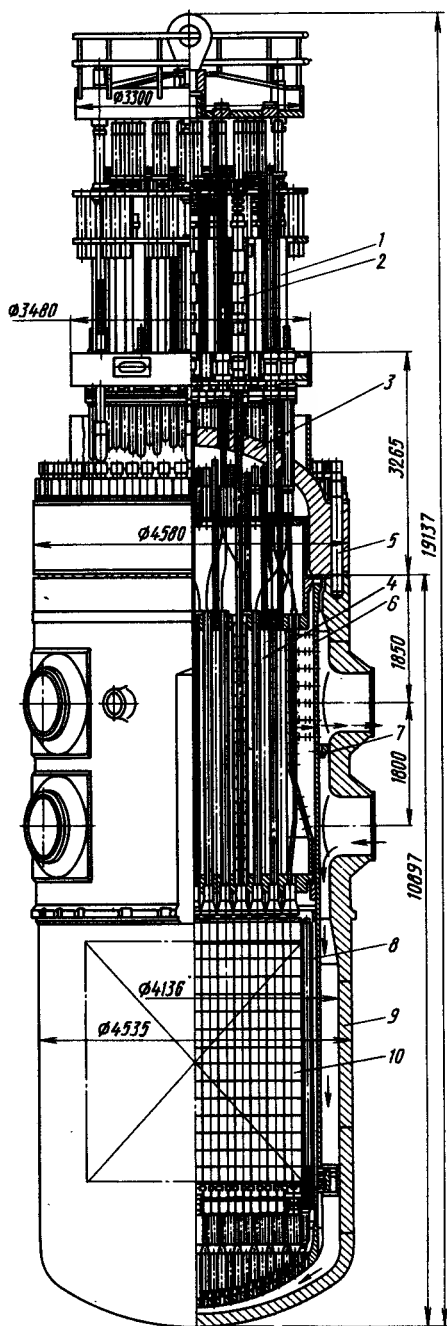
Рис. 2.1. Продольный разрез реактора ВВЭР-1000 (стрелками обозначено направление движения теплоносителя):

1—верхний блок; 2—привод СУЗ; 3—крышка; 4—блок защитных труб; 5—узел уплотнения главного разъема; 6—шхта; 7—разделитель потока; 8—выгородка; 9—сварной корпус; 10—кассета

увеличение размеров активной зоны сверх размеров у реактора ВВЭР-1000 позволяет улучшить использование топлива лишь на 2—3% за счет уменьшения утечки нейтронов.

Экономическая целесообразность дальнейшего повышения единичных мощностей реакторов становится несомненной лишь при улучшении удельных характеристик реакторных установок и энергоблоков в целом. В этом смысле повышение энергонапряженности активной зоны и улучшение использования топлива являются основными путями повышения технико-экономических показателей АЭС.

Перспективы повышения экономичности ВВЭР при дальнейшем повышении энергонапряженности активной зоны могут быть связаны с переходом на закрыточное давление теплоносителя и преодолением тем самым явления кризиса теплообмена. Развитие греющей поверхности путем уменьшения диаметра твэлов и увеличения расхода теплоносителя также являются факторами, способствующими дальнейшему по-



вышению удельных нагрузок активной зоны. При этом снижение диаметра твэла приводит к уменьшению рабочей температуры топлива, что приобретает важное значение в аварийных ситуациях [91].

Значительное внимание уделяется за рубежом совершенствованию АЭС с реакторами типа PWR. Характеристики некоторых современных реакторов типа PWR, разработанных ведущими фирмами капиталистических стран, представлены в табл. 2.5. В последние годы даже в Великобритании, традиционно ориентировавшейся на газографитовые реакторы (AGR), существенное внимание уделяется развитию реакторов типа PWR.

**Конструкционные характеристики активной зоны и топливоиспользование.** Отечественные реакторы типа ВВЭР и их зарубежные аналоги PWR с момента их появления по настоящее время, как правило, работают в открытых топливных циклах. Такой режим топливоиспользования обуславливается прежде всего низкими ценами на уран в настоящее время, а также высокой стоимостью и сложностью химической переработки облученного топлива. Для повышения экономичности топливоиспользования в этом случае пытаются минимизировать расход урана на подпитку реакторов путем использования слабообогащенного топлива в решетках с водо-урановым отношением около 2,0. При этом эффективность использования топлива определяется отношением исходного содержания делящихся нуклидов к глубине выгорания выгружаемого топлива.

На рис. 2.2 представлена зависимость коэффициента размножения нейтронов в бесконечной топливной решетке  $K_\infty$  от шага размещения твэлов (водо-уранового отношения), полученная по программе SCOCRT [41, 96]. Как следует из рисунка, увеличение  $K_\infty$  происходит при росте шага размещения твэлов и повышении обогащения топлива. Для топливных решеток, состоящих из твэлов реактора ВВЭР-1000, наиболее быстрый рост  $K_\infty$  наблюдается при увеличении шага решетки от плотной упаковки твэлов до шага примерно равного 1,3 см (водо-урановое отношение при этом около 2,0) и определяется увеличением числа делений урана-235 в смягчающемся спектре нейтронов. Дальнейшее увеличение шага размещения твэлов приводит к более слабому росту  $K_\infty$  и последующему его падению, обусловленному увеличением поглощения нейтронов теплоносителем. Причем с ростом обогащения топлива увеличивается водо-урановое отношение, при котором  $K_\infty$  имеет максимальное значение (см. рис. 2.2).

Скорость изменения  $K_\infty$  в ходе выгорания топлива определяется водо-урановым отношением топливной решетки (шагом размещения твэлов) и убывает с его уменьшением. Это обуславливается увеличением захвата нейтронов сырьевым изотопом — ураном-238 с последующим образованием делящегося на тепловых нейтронах плутония-239, который также используется в этом топливном цикле (рис. 2.3). Однако снижение

Таблица 2.5. Характеристики некоторых современных АЭС с водо-водяными реакторами типа PWR

| Характеристика                          | АЭС, страна             |                      |                              |                         |                      |                         |
|-----------------------------------------|-------------------------|----------------------|------------------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|
|                                         | «Мак-Гир»,<br>США       | «Иеллаукрик»,<br>США | «Мюльхайм»,<br>«Керлих», ФРГ | «Библис-В»,<br>ФРГ      | «Бюже-5»,<br>Франция | «Палюэль-1»,<br>Франция |
| Мощность, МВт:<br>тепловая              | 3411                    | 3817                 | 3760                         | 3733                    | 2785                 | 3817                    |
| электрическая                           | 1183                    | 1339                 | 1295                         | 1300                    | 935                  | 1343                    |
| КПД брутто, %                           | 34,68                   | 35,08                | 35,2                         | 34,6                    | 33,5                 | 35,2                    |
| Давление первого контура, МПа           | 15,8                    | 15,8                 | 15,8                         | 15,8                    | 15,8                 | 15,8                    |
| Загрузка урана, т                       | 80,2                    | 99,3                 | 82,4                         | 90,1                    | 63,9                 | 89,7                    |
| Число кассет                            | 157                     | 241                  | 205                          | 193                     | 157                  | 193                     |
| Средняя глубина выгорания, МВт·сут/кг   | 33                      | 23,4                 | 35,1                         | 32,5                    | 33,7                 | 33,0                    |
| Температура на входе в реактор, °С      | 292                     | 296                  | 297                          | 290                     | 286                  | 293                     |
| Число петель                            | 4                       | 4                    | 2                            | 4                       | 3                    | 4                       |
| Число ГЦН                               | 4                       | 4                    | 4                            | 4                       | 3                    | 4                       |
| Расход теплоносителя через реактор, т/ч | 74 500                  | 82 000               | 68 400                       | 72 000                  | 47 680               | 65 680                  |
| Число ПГ                                | 4                       | 2                    | 2                            | 4                       | 3                    | 4                       |
| Тип ПГ                                  | Вертикальный U-образный | U-образный           | Одноходовой                  | Вертикальный U-образный | Улучшенный (тип 51)  | Вертикальный            |
| Число турбоустановок                    | 1                       | 1                    | 1                            | 1                       | 1                    | 1                       |
| Частота вращения ротора, об/мин         | 1800                    | 1800                 | 1500                         | 1500                    | 1500                 | 1500                    |
| Давление пара, МПа                      | 6,82                    | 7,35                 | 6,85                         | 5,18                    | 5,6                  | 6,09                    |
| Год ввода АЭС в эксплуатацию            | 1980                    | 1985                 | 1981                         | 1976                    | 1979                 | 1983                    |

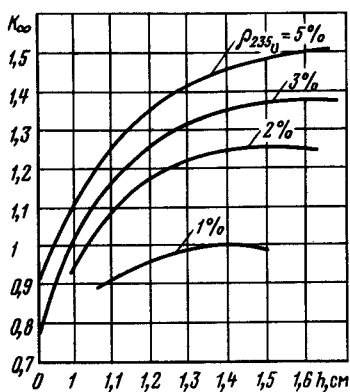


Рис. 2.2. Зависимость коэффициента размножения нейтронов от шага размещения ТВЭЛов при различном обогащении топлива по урану-235

шага размещения ТВЭЛов приводит к уменьшению коэффициента размножения нейтронов в топливной решетке. Таким образом, глубина выгорания топлива, определяемая в основном исходным значением  $K_{\infty}$  и изменением изотопного состава топлива, имеет максимальное значение при водо-урановом отношении около 2,0.

Изменение коэффициента  $K_{\infty}$  в ходе выгорания топлива 3%-ного обогащения в решетках реакторов типа ВВЭР при различном шаге размещения ТВЭЛов показано на рис. 2.4.

Изменение диаметра топливного сердечника, в свою очередь, меняет нейтронно-физические характеристики решеток: уменьшение диаметра приводит к росту поглощения нейтронов сырьевым изотопом урана-238 и снижению тем самым значения  $K_{\infty}$ . Целесообразность повышения диаметра ТВЭЛов очевидна для топливных решеток с низким запасом реактивности, в которых в основном исходное значение  $K_{\infty}$  определяет глубину выгорания топлива. Улучшение накопления с последующим использованием вторичных делящихся изотопов в топливных решетках ВВЭР приводит к необходимости оптимизации диаметра ТВЭЛов [30].

Нейтронно-физические характеристики топливных решеток могут быть также изменены путем применения втулочного топлива. Целесообразность такого решения обусловливается неизменностью геометрических характеристик топливных кассет, ТВЭЛов и тем самым неизменностью теплогидравлических характеристик кассет при изменении их нейтронно-физических характеристик. Введение осевого отверстия позволяет также повысить надежность работы ТВЭЛов.

Утечка нейтронов из активной зоны реактора, в свою очередь, ухудшает использование топлива. Установка blankets из сырьевого материала обедненного или естественного урана, занимающего значительное место на периферии активной зоны, неэффективна, если не предусматривается его переработка.

Зарубежные работы по оптимизации использования топлива, по данным [30], показывают целесообразность установки торцевых отражателей (экранов) из обедненного урана толщиной примерно по 15 см в верхней и нижней частях ТВЭЛов. Установка таких экранов позволяет снизить расход естественного урана примерно на 2%.

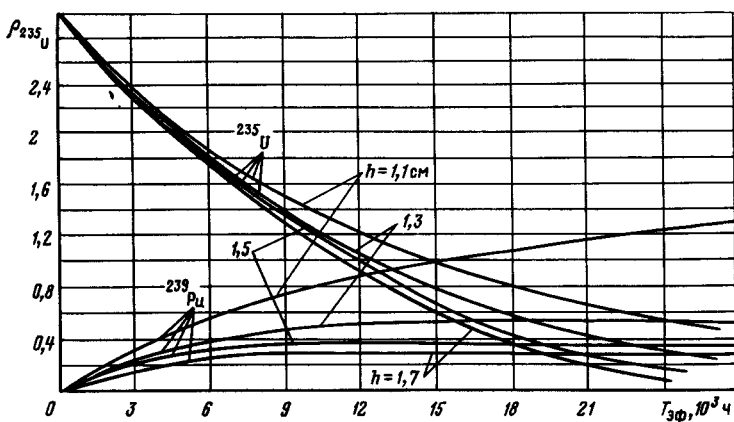
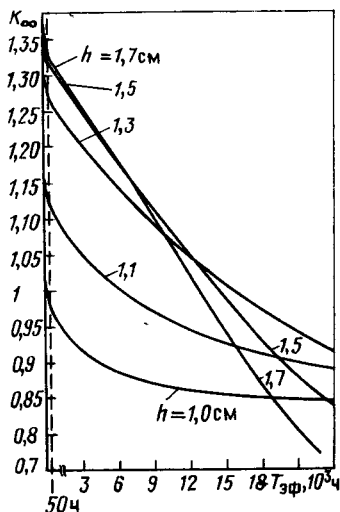


Рис. 2.3. Изменение содержания урана-235 и плутония-239 в ходе выгорания топлива при различных шагах размещения твэлов

Рис. 2.4. Изменение  $K_{\infty}$  в ходе выгорания топлива при различных шагах размещения твэлов

Уменьшить утечку нейтронов можно также путем особого формирования поля энерговыделения по объему реактора. Загрузка свежих кассет в центральные области активной зоны с последующим перемещением их по мере выгорания к периферии позволяет улучшить использование топлива. Однако в этом случае неравномерность энерговыделения по объему активной зоны может накладывать ограничения на допустимую мощность реактора. В результате при таком способе перемещения топлива в ходе его выгорания энергонапряженность топливных кассет периферии, а следовательно, и утечка нейтронов снижаются, что позволяет уменьшить расход естественного урана более чем на 3% [30].

Увеличение глубины выгорания топлива и новые схемы перегрузки требуют создания и совершенствования СВП, основной задачей которых является обеспечение приемлемых неравномерностей энерговыделения по активной зоне реактора в течение всей кампании. Вместе с тем в конце выгорания топливной загрузки должны выгорать и СВП, так как в противном случае наличие в активной зоне невыгоревших поглотителей приведет к преждевременной остановке реактора. Выгорающие поглотители также компенсируют часть запаса





реактивности на выгорание совместно с системой борного регулирования, изменяющей в ходе выгорания топлива концентрацию поглотителя в теплоносителе первого контура. В результате этого требуемый запас реактивности на выгорание достигается при меньшей концентрации поглотителя в теплоносителе, что позволяет обеспечить отрицательный коэффициент реактивности по температуре теплоносителя в начале циклов выгорания топлива. Фирмой «Вестингауз» разработаны и внедряются «мокрые» СВП вместо «сухих», применяемых в настоящее время, а также «легкие». «Мокрые» СВП содержат втулочные таблетки из  $B_4C + Al_2O_3$ , окруженные оболочками из циркалоя; центральная трубка заполнена водой.

Весьма интересны разработки «легких» СВП фирмы «Вестингауз». В этом СВП поглощающий материал отсутствует в верхних и нижних участках по высоте активной зоны. При этом конструкция самого СВП может быть как «мокрой», так и «сухой». Такая конструкция позволяет улучшить использование топлива за счет более полного выгорания поглотителя, торцевые участки которого при высоте столба поглотителя, равной высоте активной зоны, не выгорали бы полностью, и способствует улучшению распределения энерговыделения по высоте топливных кассет и активной зоны в целом. В начале кампании максимальная неравномерность энерговыделения по высоте активной зоны при введении «легких» СВП уменьшается примерно на 15% за счет увеличения энерговыделения на торцах активной зоны. Наибольший эффект уплощения поля энерговыделения и увеличения продолжительности выгорания топливной загрузки достигается при несимметричном размещении СВП по высоте активной зоны, когда в верхней ее части зона, где отсутствует поглотитель, больше, чем в нижней. Таким образом, компенсируется и уменьшение плотности теплоносителя при повышении его температуры по высоте активной зоны. Согласно [30], использование асимметрично укороченных СВП позволяет увеличить продолжительность выгорания топливных загрузок примерно на 7,5 эф. сут.

Все работающие в настоящее время водо-водяные реакторы используют режим частичных перегрузок топлива. Запас реактивности на выгорание при этом компенсируется поглотителями систем управления, т. е. с точки зрения использования топлива часть нейтронов теряется безвозвратно. Увеличение числа частичных перегрузок топлива позволяет снизить компенсируемый запас реактивности, а следовательно, лучше использовать топливо. Однако техническая сложность обеспечения режима частичных перегрузок ВВЭР приводит к установившейся их периодичности не выше 1 раза в год, несмотря на то, что введение дополнительной перегрузки в течение

года позволяет повысить достигаемую глубину выгорания топлива примерно на 10%.

В настоящее время в ряде случаев (например, при низкой стоимости урана) оказывается даже экономически выгодным введение увеличенных топливных циклов с перегрузками один раз в полтора или даже два года для уменьшения простоя энергоблоков АЭС.

Уменьшение поглощения нейтронов конструкционными элементами активной зоны и, прежде всего, дистанционирующими решетками и направляющими трубками органов регулирования также является резервом повышения эффективности использования топлива. Замена стальных дистанционирующих решеток и трубок органов регулирования циркониевыми позволяет улучшить использование топлива примерно на 5%.

Оценки экономии  $U_3O_8$  в результате применения указанных усовершенствований в топливном цикле, по данным [30], представлены ниже:

| Метод усовершенствования                                                                                       | Уменьшение потребления $U_3O_8$ за 30 лет, % |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Увеличение глубины выгорания:                                                                                  |                                              |
| 50 МВт·сут кг, кампания 12 мес .....                                                                           | 11—12                                        |
| 50 МВт·сут кг, кампания 18 мес .....                                                                           | 5—6                                          |
| Уменьшение утечки нейтронов, т. е. размещение свежего ядерного топлива в центральной части активной зоны ..... | 2—4                                          |
| Использование усовершенствованных СВП .....                                                                    | 1—1,5                                        |
| Дожигание ядерного топлива первых перегрузок .....                                                             | 0,5—1                                        |
| Оптимизация параметров решетки, втулочные таблетки или таблетки уменьшенного диаметра .....                    | 2—3                                          |
| Снижение мощности в конце кампании .....                                                                       | 3—5                                          |
| Применение торцевых экранов с меньшим обогащением .....                                                        | 2—5                                          |

## 2.2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В НОВЫХ ПОКОЛЕНИЯХ ВВЭР

**Открытый и замкнутый топливные циклы.** Ориентация основной части программы развития ядерной энергетики в СССР и в других странах на использование реакторов типа ВВЭР и ограниченные запасы дешевого урана делают актуальной задачу улучшения использования топлива.

Низкая стоимость урана в настоящее время, с одной стороны, и неосвоенность химической переработки отработавшего топлива АЭС с целью регенерации делящихся изотопов для повторного использования, а следовательно, ее дороговизна, с другой, в основном определяют открытый топливный цикл реакторов на ближайшую перспективу.

Для повышения экономичности открытого топливного цикла необходимо наиболее полное использование делящихся изотопов, как первичных, так и накопленных в ходе выгорания (вторичных). В существующих ВВЭР это обеспечивается исполь-

зованием топливных решеток с водо-урановым отношением около 2,0. Накопление с последующим использованием вторичных делящихся изотопов в этом случае незначительно и выгорают в основном исходные изотопы (уран-235). Совершенствование использования топлива в открытых топливных циклах путем некоторого увеличения водо-уранового отношения топливных решеток приводит к более глубокому выжиганию урана-235 и более слабому вовлечению сырьевого изотопа урана-238 в цикл. Вместе с тем даже полное выжигание урана-235, содержание которого в естественной смеси изотопов составляет 0,714% (что не представляется возможным в силу специфики выгорания ядерного топлива), позволило бы использовать лишь незначительную часть урана.

В современных реакторах с хорошими показателями топливоиспользования (отношения количества загружаемого делящегося материала к количеству шлаков в выгружаемом топливе около 1,0) удается использовать лишь 0,5—0,6% естественного урана. При этом резервы для улучшения использования топлива в этом случае не так уж высоки.

Основные резервы в сокращении расходов урана реакторами на тепловых нейтронах состоят в переходе к замкнутому топливному циклу с возвратом в них вторичных делящихся изотопов. В этом случае удельный расход урана определяется главным образом коэффициентом воспроизводства.

Для современных легководных реакторов с коэффициентом воспроизводства  $K_B \approx 0,5 \div 0,6$  экономия урана при переходе к замкнутому топливному циклу составила бы около 30%.

В этих условиях экономическая целесообразность замкнутого топливного цикла для реакторов на тепловых нейтронах может стать несомненной лишь при повышении коэффициента воспроизводства вместе с увеличением глубины выгорания топлива, обратно пропорционально которой падают расходы на переработку и изготовление топливных элементов.

Зависимость количества используемого в различных реакторах урана от коэффициента воспроизводства представлена на рис. 2.5. Из рисунка следует, что увеличение коэффициента воспроизводства с 0,6 до 0,8 или 0,9 позволяет увеличить использование урана более чем в 2 и 4 раза соответственно.

Рассмотрим, к примеру, расход урана частью ядерной энергетики, базирующейся на использовании реакторов типа ВВЭР при развитии ее мощности в соответствии с рис. 2.6. На представленном рисунке показаны два случая: ввод реакторов в эксплуатацию по определенной стратегии до 2020 г., далее они, отработав свой 30-летний ресурс, выводятся из эксплуатации и неограниченный во времени ввод реакторов. Расход топлива на реакторах другого типа, вводимых вместо отслуживших свой срок, не учитывается. На рис. 2.7 показаны

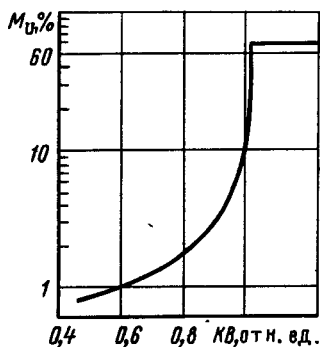


Рис. 2.5. Зависимость количества урана, используемого в замкнутых топливных циклах, от КВ

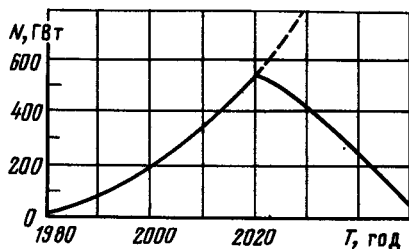


Рис. 2.6. Варианты изменения мощности реакторов типа ВВЭР в энергосистеме:  
 ————— ввод ВВЭР только до 2020 г. с последующим выводом из эксплуатации через 30 лет;  
 - - - - - неограниченный ввод новых реакторов

расходы урана реакторами ВВЭР-1000 при работе в открытых (кривые 1) и замкнутых топливных циклах (кривые 2, 3). Причем замкнутый топливный цикл рассматривается при  $KB=0,5$  и  $KB=0,75$ . Как следует из рисунка, переход к замкнутому топливному циклу и повышение КВ позволяют снизить расход естественного урана более чем в 2 раза. Следует также учитывать ограниченные запасы дешевого урана и увеличение его стоимости по мере роста потребления.

Таким образом, повышение КВ с увеличением глубины выгорания топлива составляет основное направление в улучшении использования топлива реакторов на тепловых нейтронах, что связано не столько с топливной технологией и промышленностью, сколько с физикой самих реакторов, резервы которой еще велики.

**Физические основы повышения КВ.** Потери при воспроизводстве вторичного топлива в реакторах типа ВВЭР определяются тремя основными причинами: поглощением нейтронов системами управления (компенсации запаса реактивности на выгорание топлива); утечкой нейтронов из активной зоны; поглощением нейтронов в конструкционных элементах активной зоны и теплоносителе.

В отношении использования топлива длительная работоспособность этих реакторов в течение цикла обеспечивается ценой бесполезной потери части нейтронов в поглотителях систем управления, а следовательно, ухудшением использования топлива. Изменение реактивности для компенсации выгорания топливной загрузки составляет  $\Delta K \approx 10 \div 12\%$ , что влечет за собой потери КВ ( $\Delta KB \approx -0,1$ ).

Компенсация эффектов реактивности сырьевыми материалами, такими, как уран-238, с последующим получением вторич-

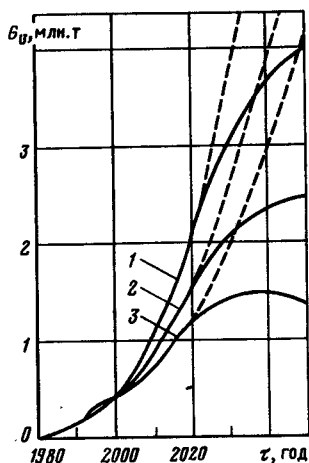


Рис. 2.7. Ресурс урана, необходимый для обеспечения работы реакторов типа ВВЭР:

1 — открытый топливный цикл ВВЭР-1000; 2 — замкнутый топливный цикл ВВЭР-1000 ( $\text{UO}_2 - \text{PuO}_2$ ) при  $\text{KB}=0,5$ ; 3 — то же при  $\text{KB}=0,75$  (остальные обозначения см. на рис. 2.6)

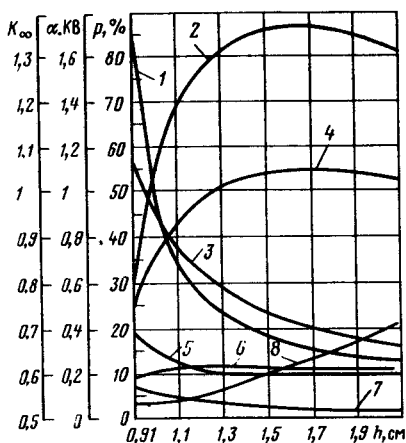


Рис. 2.8. Перераспределение баланса нейтронов  $\rho$ ,  $\text{KB}$  и  $K_\infty$  при изменении шага размещения твэлов и 3%-м обогащении топлива по урану-235:

1 —  $\text{KB}$ ; 2 —  $K_\infty$ ; 3 — захват нейтронов ураном-238; 4 — деление урана-235; 5 — отношение числа поглощений на уране-235 (без деления) к числу делений этого изотопа; 6 — захват нейтронов ураном-235 (без деления); 7 — деление урана-238 (на быстрых нейтронах); 8 — поглощение нейтронов оболочками твэлов и теплоносителем

ных делящихся на тепловых нейтронах изотопов и устранением тем самым потерь нейтронов в системах регулирования для реакторов с топливными решетками, имеющими водо-урановое отношение ( $\omega = V_{\text{в}}/V_{\text{У}}$ ) около 2,0, оказывается малоэффективным из-за малого сечения захвата тепловых нейтронов ураном-238 и достаточно мягкого спектра нейтронов в активной зоне.

Решение задачи компенсации эффектов реактивности, и в первую очередь запаса реактивности на выгорание топлива без потерь нейтронов вне топлива, лежит в значительном ужесточении нейтронного спектра, что может быть обеспечено уменьшением количества замедлителя в топливных решетках.

Рассмотрим возможность компенсации запаса реактивности  $\Delta K_\infty$  для топливных решеток путем изменения водо-уранового отношения. На рис. 2.8 представлено перераспределение баланса нейтронов, изменение коэффициента размножения  $K_\infty$  и  $\text{KB}$  в бесконечной уран-водной решетке, состоящей из твэлов 3%-го обогащения при изменении шага размещения твэлов (водо-уранового отношения). Приведенные кривые получены для рабочего неотравленного ксеноном-135 состояния по программе SCOCRT [41]. Уменьшение шага размещения твэлов приводит к увеличению захвата нейтронов ураном-238 и росту числа его делений на быстрых нейтронах, уменьшению деления

урана-235, снижении поглощения нейтронов в теплоносителе, росту поглощения оболочками твэлов и др. Уменьшение шага размещения твэлов диаметром 0,91 см, например, с 1,3 до 1,1 см (водо-урановое отношение изменяется при этом в пределах от 2,0 до 1,0) приводит к увеличению деления урана-238 на быстрых нейтронах с 2,8 до 4,0%. При этом отношение числа делений урана-238 к числу делений урана-235 увеличивается с 0,05 до 0,10; число нейтронов, поглощаемых ураном-238, в общем балансе увеличивается с 24 до 38%, а число делений урана-235 снижается с 51 до 43%. Уменьшается и поглощение нейтронов теплоносителем с 4,5 до 2,0%. Это перераспределение баланса нейтронов в топливных решетках приводит к изменению значений  $K_{\infty}$  и КВ с 1,31 и 0,48 до 1,17 и 0,70 соответственно.

Изменение шага размещения твэлов на одно и то же значение при водо-урановом отношении 1,0 приводит к значительно большему перераспределению баланса нейтронов, а следовательно, к большему изменению  $K_{\infty}$  и КВ, чем для решеток с водо-урановым отношением около 2,0 (решетки с шагом 1,3 см). Этот факт и определяет низкую эффективность регуляторов на основе вытеснителей для существующих реакторов. Следует отметить, что в широком диапазоне водо-урановых отношений (от 1,5 до более чем 4,5), определяющих тепловой спектр нейтронов, изменение количества воды в решетках приводит к существенно меньшему изменению  $K_{\infty}$  и КВ, чем изменение количества воды в решетках с водо-урановым отношением около 1,0. Значительное изменение  $K_{\infty}$  и КВ при  $\omega \approx 1,0$  обуславливается резким, более чем на порядок, изменением сечения поглощения нейтронов ураном-238 и ураном-235 при переходе от тепловой к резонансной области энергий, поскольку водо-урановое отношение около 1,0 при обогащении топлива 2,0—5,0% обеспечивает резонансно-тепловой спектр нейтронов. Дальнейшее уменьшение шага размещения твэлов до достижения водо-уранового отношения около 0,5 приводит к сдвигу спектра в резонансную область энергии нейтронов, где изменение спектра мало влияет на отношение сечений урана-235 и урана-238, а значит, и на реактивность. Для обеспечения запаса реактивности на выгорание топлива при столь низких водо-урановых отношениях требуются большие исходные загрузки делящихся нуклидов (около 7,5% по плутонию), управление реактором с такими топливными решетками требует использования поглотителей, так же как в реакторах с тепловым спектром нейтронов. Таким образом, только при смешанном резонансно-тепловом спектре нейтронов, что достигается в топливных решетках с содержанием делящихся изотопов в пределах 2—5% при водо-урановом отношении около 1,0, возможна в достаточно широком диапазоне компенсация реактивности изменением количества теплоносителя в ТВС.

Определяющими реакциями в балансе нейтронов в топливных решетках со слабообогащенным топливом и водо-урановым

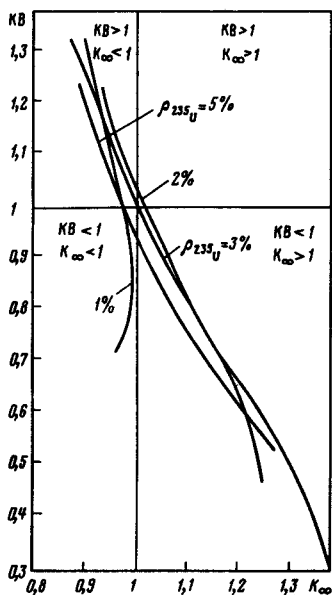


Рис. 2.9. Зависимость  $K_B$  от  $K_\infty$  при различных обогащениях топлива по урану-235

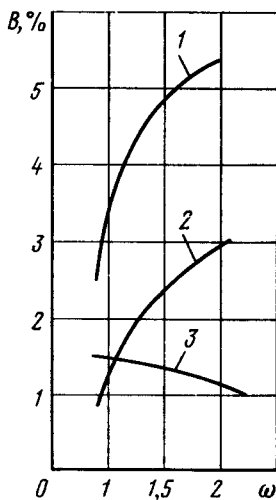


Рис. 2.10. Зависимость поглощения нейтронов в материалах оболочек твэлов и в теплоносителе от водо-уранового отношения топливных решеток:

1 — оболочка твэла из нержавеющей стали; 2 — теплоноситель; 3 — цирконий-ниобиевая оболочка

отношением от 0,5 до более чем 4,5 являются захват нейтронов ураном-238 без деления и деление урана-235. Соотношение этих реакций в топливных решетках в основном определяет коэффициенты  $K_B$  и  $K_\infty$ . На рис. 2.9 представлена расчетная зависимость  $K_B$  в топливных решетках от  $K_\infty$ . Эта зависимость ясно показывает, что улучшение одного параметра происходит за счет ухудшения другого. Так, при  $K_\infty = 1,0$  обеспечиваются наиболее высокие значения  $K_B$ , в некоторых случаях (при обогащении топлива около 3%) даже несколько превышающие 1,0; увеличение  $K_\infty$  до 1,3, обеспечиваемое ростом водо-уранового отношения, приводит к снижению  $K_B$  примерно до 0,5. Таким образом, обеспечение высокого начального запаса реактивности в реакторах, работающих в открытом топливном цикле, осуществляется за счет снижения вовлечения сырьевого изотопа урана-238 в топливный цикл и уменьшения тем самым коэффициента воспроизводства.

Сечение поглощения тепловых нейтронов цирконием более чем на порядок ниже сечения поглощения нейтронов железом, что определило использование циркониевых сплавов в оболочках твэлов легководных реакторов.

Однако резонансный интеграл циркония примерно в 1,5 раза выше соответствующего интеграла железа. С ужесточением нейтронного спектра соотношение между циркониевым сплавом и сталью в поглощении нейтронов изменяется в пользу стали. Это соотношение зависит от состава сплавов циркония (содержания ниобия, гафния и др.) и стали (содержания железа, хрома, никеля и др.). На рис. 2.10 показано изменение поглощения нейтронов в материалах оболочки из сплавов циркония ( $Zr-1\% Nb$ ) и стали ( $Fe-15\% Cr$ ), а также в теплоносителе при уменьшении водо-уранового отношения топливных решеток (учтено, что по прочностным свойствам толщина стальной оболочки твэла может быть примерно в 1,5 раза меньше толщины оболочки из циркониевого сплава). Это уменьшение приводит к значительному снижению поглощения нейтронов в стальных оболочках и некоторому росту поглощения в циркониевых. При  $\omega=0,7$  поглощение в стальных и циркониевых оболочках сравнивается, но при  $\omega \approx 1,0$  поглощение в циркониевых оболочках несколько меньше, чем в стальных.

Вместе с тем сталь, кроме прочности, отличается от циркониевых сплавов и рядом других важных положительных качеств, обеспечивающих работоспособность твэлов, например, в быстрых реакторах, при гораздо больших, чем в ВВЭР, тепловых нагрузках [ $(8-12) \cdot 10^6$  кДж/(м<sup>3</sup>·ч)], температурах теплоносителя и флюенсах быстрых нейтронов. В оксидных твэлах быстрых реакторов со стальными оболочками достигнуты глубины выгорания более 80 МВт·сут/кг [116]. Поэтому переход от циркониевых оболочек к стальным при решении проблемы борьбы с коррозией в воде при длительной работе создал бы условия для дальнейшего увеличения глубины выгорания топлива в реакторах типа ВВЭР, снял бы жесткие ограничения по температурам оболочек, исключил бы опасность пароциркониевой реакции при авариях.

Естественно, что в проектах APWR, HCLWR с  $\omega \approx 0,5$  приняты твэлы со стальными оболочками. При  $\omega \approx 1,0$  пока нельзя сделать однозначного выбора.

Описанный выше пример компенсации запаса реактивности изменением спектра нейтронов относится к исходному состоянию топливных решеток. В ходе выгорания топлива происходит снижение содержания урана-235, накопление вторичных делящихся на тепловых нейтронах нуклидов плутония-239 и плутония-241 и неделящихся трансурановых изотопов с одновременным накоплением продуктов деления, некоторые из которых, такие, как ксенон-135 и самарий-149, обладают большими сечениями захвата нейтронов. Для обеспечения выгорания топлива требуется либо создание соответствующего запаса реактивности, что и осуществляется в имеющихся реакторах, либо изменение спектра нейтронов в ходе выгорания.



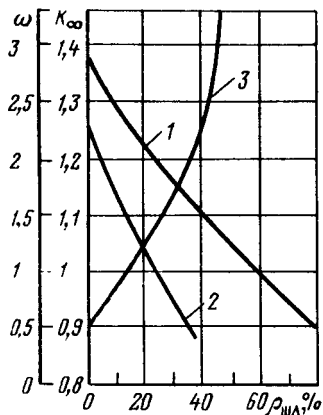
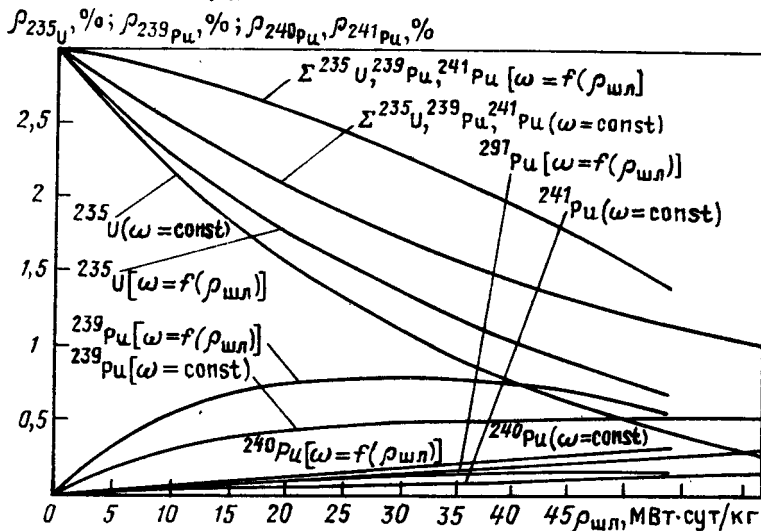


Рис. 2.11. Изменение  $K_\infty$  и  $\omega$  при выгорании топлива разного обогащения в решетках с постоянным количеством замедлителя и постоянным значением  $K_x = 1,0$ :

1 -  $K_\infty = f(\rho_{шл})$ ,  $\omega = \text{const}$ ,  $\rho_5 = 6,5\%$ ; 2 -  $K_\infty = f(\rho_{шл})$ ,  $\omega = \text{const}$ ,  $\rho_5 = 3,0\%$ ; 3 -  $\omega = f(\rho_{шл})$ ,  $\rho_5 = 3,0\%$ ;  $K_\infty = 1,0$

Рис. 2.12. Изменение изотопного состава топлива 3%-го обогащения для решеток с фиксированным и изменяемым при выгорании топлива (для поддержания  $K_\infty = 1,0$ ) водо-урановым отношением



**Спектральное регулирование.** Поддержание размножающих характеристик топливных решеток в ходе выгорания может осуществляться смягчением спектра нейтронов путем увеличения в них количества замедлителя. На рис. 2.11 и 2.12 показаны изменения  $K_\infty$  и  $\omega$  при выгорании топлива в решетках с постоянными значениями  $\omega$  (рис. 2.11) и с  $K_\infty = 1$  (рис. 2.12), которое поддерживается увеличением количества замедлителя в решетках. Поскольку при компенсации запаса реактивности в топливных решетках изменением спектра нейтронов вовлечение сырьевых изотопов в цикл максимально, то выгорание топлива будет происходить при максимальном КВ. Это приводит к значительному увеличению накопления плутония-239 и уменьшению скорости выгорания урана-235.

К концу выгорания в открытом топливном цикле при спектральной компенсации запаса реактивности возможно создание условий для наиболее полного выгорания как исходных делящихся, так и накопленных вторичных делящихся нуклидов. Это приводит к увеличению глубины выгорания топлива. Следует также отметить, что по мере накопления шлаков в топливе при спектральной компенсации эффектов реактивности происходит смягчение спектра нейтронов, что также способствует улучшению использования топлива, поскольку нейтроны поглощаются продуктами деления значительно сильнее в резонансной области энергии, чем в тепловой.

Эффекты реактивности могут быть компенсированы изменением спектра нейтронов не только для открытых топливных циклов, на примере которых рассмотрена такая компенсация, но также и для замкнутых циклов. При этом для подпитки реакторов возможно использование своего же плутония или плутония, полученного в реакторах ВВЭР и PWR. В этих условиях необходима оптимизация глубины выгорания топлива для обеспечения высоких технико-экономических характеристик топливоиспользования. С одной стороны, в ходе выгорания падает КВ, с другой, высокая стоимость переработки отработавшего топлива делает целесообразным достижение больших глубин выгорания. Следует отметить, что при работе в замкнутых топливных циклах для компенсации запаса реактивности на выгорание топлива требуется меньшее изменение водо-уранового отношения, чем в открытых.

Помимо открытого топливного цикла с возможно полным выжиганием как первичных, так и вторичных делящихся нуклидов и замкнутого топливного цикла, определенный интерес представляет также использование реактора со спектральным регулированием в режиме конвертора.

Принципиально возможно спектральную компенсацию эффектов реактивности в реакторах типа ВВЭР осуществлять различными способами. Однако все они требуют определенных изменений конструкции активной зоны и реактора в целом.

Как было показано выше, для обеспечения режима поддержания  $K_{\infty} \approx 1,0$  в ходе выгорания топлива требуются топливные решетки, позволяющие изменять водо-урановое отношение при эксплуатации. Однако прямое изменение шага размещения ТВЭЛов в реакторе с жестким дистанционированием по всей высоте активной зоны при выгорании топлива с учетом многочисленных требований, предъявляемых к ТВС энергетических реакторов, едва ли осуществимо.

Поскольку поддержание  $K_{\infty} \approx 1$  топливных решеток в течение всего времени выгорания топлива обуславливает и постоянство

энерговыделения ТВЭЛОВ в процессе выгорания, то для обеспечения необходимого теплосъема топливная кассета должна иметь неизменное гидравлическое сопротивление.

Этим противоречивым требованиям удовлетворяют, например, решетки, состоящие из ТВЭЛОВ и трубок, диаметром примерно равным диаметру ТВЭЛА. В трубках, выполняющих одновременно роль несущей конструкции топливной кассеты, размещаются вытеснители, извлекаемые по мере выгорания топлива. Очевидно, что увеличение диапазона изменения водо-уранового отношения в ТВС этой конструкции влечет за собой увеличение числа конструктивных элементов в активной зоне, которые также поглощают нейтроны.

Кроме того, уменьшение водо-уранового отношения в топливной решетке по сравнению с решетками существующих реакторов ВВЭР и PWR приводит к уменьшению проходного сечения таких кассет и, как следствие этого, к увеличению гидравлического сопротивления активной зоны, что при сохранении главных циркуляционных насосов приводит к уменьшению расхода теплоносителя через активную зону, увеличению его скорости, снижению мощности и КПД турбины и др. Эти характеристики делают затруднительными полную компенсацию исходного запаса реактивности на выгорание топлива и изменение водо-уранового отношения в широком диапазоне.

В ряде работ показана возможность частичной компенсации запасов реактивности методом сдвига спектра с использованием вытеснителей при минимальных изменениях конструкции топливных кассет и реактора, что позволяет снизить расход естественного урана при работе в открытом топливном цикле примерно на 10%.

Использование сырьевых изотопов и, в частности, урана-238 в качестве вытеснителей позволяет существенно повысить эффективность органов регулирования. Это обусловливается тем, что введение таких регуляторов приводит к сдвигу спектра нейтронов в резонансную область энергий, в которой уран-238 хорошо поглощает нейтроны и одновременно снижает среднее обогащение топливных кассет. Увеличение эффективности регуляторов позволяет повысить исходное водо-урановое отношение топливных кассет, при котором компенсируются эффекты реактивности, и компенсировать запас реактивности на выгорание топлива в более узком диапазоне водо-урановых отношений. Это также уменьшает число конструктивных элементов в активной зоне.

Использование топливных кассет с  $\omega = 1,2 \div 1,6$  приводит к значительно меньшему изменению исходных теплогидравлических характеристик активных зон, нежели в случае применения полых вытеснителей. При уменьшении водо-уранового отношения примерно до 1,2, по-видимому, будет

возможно использовать ГЦН и ГЦК существующих реакторов ВВЭР и PWR без изменения высоты активной зоны реактора.

Так, в [117] рассматривается направление совершенствования PWR со спектральным регулированием, основанное на использовании в качестве регуляторов обедненного урана. Это позволяет в открытом топливном цикле достичь глубины выгорания топлива  $45 \text{ МВт} \cdot \text{сут/кг}$  при обогащении топлива 3,25% (для достижения этой же глубины выгорания в существующих PWR требуется обогащение 4,2%) и снизить тем самым расход естественного урана на 25%, однако для этого требуется изменение водо-уранового отношения в топливных кассетах в ходе выгорания с 1,65 до 1,98. При увеличении глубины выгорания до  $60 \text{ МВт} \cdot \text{сут/кг}$  появляется возможность уменьшить расход естественного урана примерно на 33%. В замкнутом же топливном цикле с использованием энергетического плутония (плутония, получаемого при переработке отработавшего топлива PWR) для получения глубины выгорания  $45 \text{ МВт} \cdot \text{сут/кг}$  требуются исходное содержание делящихся изотопов 5,0% и диапазон изменения водо-уранового отношения  $1,10 \div 1,36$ . Увеличение глубины выгорания топлива до  $60 \text{ МВт} \cdot \text{сут/кг}$  требует повышения содержания делящихся изотопов до 6,0% и позволяет снизить общие затраты на топливо примерно на 30%. Как в открытом, так и в замкнутом циклах выгорание топлива происходит с  $KB \approx 0,9$ .

Реактор с такими параметрами позволяет обеспечить максимальную гибкость при использовании топлива в зависимости от многих условий, и прежде всего от стоимости урана и химической переработки отработавшего топлива путем перехода от открытого топливного цикла к замкнутому и обратно в ходе обычной перегрузки.

Для управления реактором со спектральным регулированием требуется увеличение числа приводов органов регулирования по сравнению с числом приводов существующих реакторов PWR. Наряду с электромеханическими приводами органов регулирования предполагается использовать гидравлические приводы, имеющие существенно меньшие размеры и позволяющие фиксировать органы регулирования только в крайних положениях: верхнем и нижнем. Эти гидравлические приводы используются для изменения водо-уранового отношения в топливных кассетах в ходе выгорания путем извлечения из них стержней с обедненным диоксидом урана. Функции же электромеханических органов регулирования аналогичны функциям электромеханических органов существующих реакторов PWR.

Компенсация эффектов реактивности изменением плотности теплоносителя позволила бы избежать дополнительных потерь нейтронов в конструкционных элементах активной зоны и усложнения системы регулирования реактором. Но полный диапазон изменения плотности теплоносителя, например, для реактора ВВЭР-1000 составляет от 1,0 до  $0,714 \text{ г/см}^3$ , т. е. от холодного состояния до рабочих параметров реактора плотность теплоносителя изменяется менее чем в 1,5 раза. На практике же при работе на выбеге реактивности удается использовать лишь малую часть даже этого диапазона.

Для компенсации эффектов реактивности возможны также совместное использование вытеснителей и изменение температуры теплоносителя. Дискретность изменения водо-уранового отношения при перемещении вытеснителей может компенсироваться плотностью теплоносителя в узком температурном диапазоне. При достижении нижней границы заданного температурного диапазона извлекается такое число вытеснителей, чтобы температура теплоносителя при компенсации эффектов реактивности соответствовала верхней границе заданного температурного диапазона с повторением таких операций в ходе выгорания топлива.

При рассмотрении концепции реакторов со спектральным регулированием целесообразно также отметить способ компенсации эффектов реактивности изменением содержания тяжелой воды в теплоносителе.

В работе [120] предлагается изменение спектра нейтронов осуществлять механическим путем — изменением положения вытеснителей в активной зоне и изменением содержания тяжелой воды в теплоносителе [103].

Комбинированное спектральное регулирование предлагается осуществлять в течение одной топливной загрузки. В начале выгорания топлива устанавливают минимальные водо-урановые отношения в топливных кассетах путем введения вытеснителей и обеспечением состава теплоносителя (65% тяжелой воды и 35% обычной воды). По мере выгорания топлива вытеснители извлекаются. После полного извлечения всех вытеснителей активная зона продувается обычной водой для снижения содержания  $D_2O$  в теплоносителе вплоть до полного вывода к концу выгорания топливной загрузки. Завершение топливного цикла наступает, когда улучшение состава тяжело-легководного замедлителя не приводит к вводу положительной реактивности.

Для обеспечения переменного содержания воды в активной зоне предполагается изменить конфигурацию квадратной топливной решетки тепловыделяющей кассеты с  $17 \times 17$  до  $19 \times 19$ . Модифицированная таким образом кассета будет состоять из того же числа твэлов, т. е. площадь греющей поверхности сохраняется, а во всех высвободившихся позициях размещаются вытеснители. Эффективный цилиндрический радиус топливной ячейки при этом уменьшается от 0,71 до 0,638 см, а водо-урановое отношение уменьшается до 1,06.

Рассматриваются следующие случаи изменения водо-уранового отношения при выгорании топлива в процессе только «механического» сдвига спектра при постоянном составе замедлителя (65% тяжелой воды): от 1,06 до 1,67; от 1,06 до 2,0; от 1,06 до 3,0 [120]. Первый случай может быть

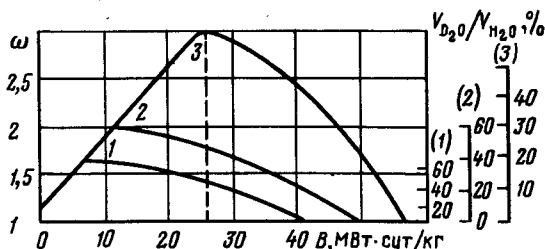
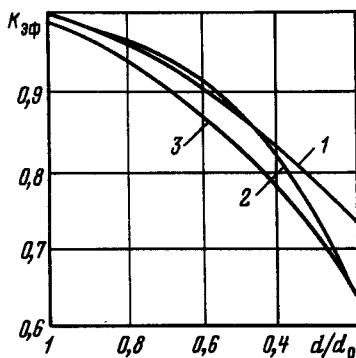


Рис. 2.13. Изменение водо-уранового отношения и содержания тяжело-легководного замедлителя в ходе выгорания топлива (левая ось ординат — регулирование путем изменения водо-уранового отношения; правые — уменьшение количества тяжелой воды в теплоносителе):

1 — конечное  $\omega = 1,67$ ; 2 —  $\omega = 2,0$ ; 3 —  $\omega = 3,0$

Рис. 2.14. Зависимость  $K_{эф}$  от плотности теплоносителя в различные моменты кампании:

1 — начало выгорания топлива; 2 — начало вывода тяжелой воды ( $V_w/V_u = 3,0$ ;  $V_{D_2O}/V_{H_2O} = 0,65$ ); 3 — конец топливного цикла



реализован на действующих PWR, а второй и третий требуют увеличения диаметра корпуса реактора.

Для всех случаев принято одинаковое исходное обогащение топлива по урану 235, равное 4,0%, и равномерное распределение вытеснителей по кассетам.

Выгорание топлива рассчитывалось по программе WIMS-D с малыми временными шагами, с учетом стационарного отравления ксеноном-135, самарием-149 и другими нуклидами. В течение выгорания топлива поддерживалось среднее значение  $K_{эф} = 1,0$ .

На рис. 2.13 (левая ось ординат) показана зависимость водо-уранового отношения от глубины выгорания топлива. Для перечисленных случаев глубины выгорания составляют 6,7, 11,3 и 25,1 МВт·сут/кг соответственно. На том же рисунке (правая ось ординат) показано влияние на дальнейшее выгорание изменения состава замедлителя. Конечное выгорание для всех трех случаев составляет 42,0, 49,0 и 55,0 МВт·сут/кг соответственно и достигается в цикле без промежуточных перегрузок топлива. Продолжительность этого топливного цикла в эффективных сутках работы реактора на полной мощности равна для спектрального комбинированного регулирования соответственно 1095, 1251 и 1434 сут, в то время как аналогичный топливный цикл с компенсацией запаса реактивности поглотителями имеет длительности соответ-

венно 829, 886 и 886 сут. Однако при сравнении использования топлива в рассматриваемом случае с режимом частичных перегрузок (три и четыре перегрузки за кампанию) показатели топливоиспользования оказываются даже хуже, чем в существующих PWR, кроме случая с высоким конечным водо-урановым отношением (третий случай).

Вместе с тем энерговыработка для рассматриваемых случаев спектральной компенсации запаса реактивности выше, чем в PWR, работающих в режиме частичных перегрузок топлива.

В расчетах также должны отражаться затраты на регенерацию тяжелой воды после ее удаления из активной зоны, что требует дополнительного учета. В этой связи отметим, что одним из способов получения тяжелой воды является электролиз. Этот процесс, как известно, идет в 4—5 раз медленнее по дейтерию, что позволяет концентрировать тяжелую воду в электролите до нужных значений. При этом наряду с выравниванием графика нагрузки реактора и получением тяжелой воды вырабатывается водород и кислород. Возможно, что такой комплексный подход к внепиковому электролизу обычной воды и воды, поступающей из активной зоны на регенерацию с последующим ее накоплением и использованием в новую кампанию, позволит повысить экономическую эффективность ядерного энергоблока в целом.

Значительное внимание в [120] уделено вопросам безопасности PWR со спектральным сдвигом в авариях с потерей теплоносителя. При анализе использовались новые расчетные данные, полученные по плотностному коэффициенту реактивности. Расчеты охватывают всю область выгорания, включая следующие точки: начало цикла; конец сдвига спектра вытеснителями (65% тяжелой воды в теплоносителе); конец цикла. На рис. 2.14 показана зависимость эффективного коэффициента размножения при различных относительных содержаниях замедлителя  $d/d_0$  в зоне для третьего случая. Водо-урановое отношение при извлеченных вытеснителях равно 3,0. Значение  $d/d_0 = 1,0$  соответствует исходному расчетному состоянию активной зоны,  $d/d_0 = 0,2$  — опорожнению зоны на 80%.

Из рисунка следует, что плотностной коэффициент реактивности во всем диапазоне плотностей теплоносителя для любого момента кампании положителен, т. е. опорожнение активной зоны (вскипание теплоносителя) приводит к глушению реактора.

Спектральная компенсация эффектов реактивности позволяет решить технические противоречия, возникающие при разных стратегиях перегрузок. Загрузка топлива в центральные области активной зоны и перемещение его, по мере выгорания, к периферии с одновременным увеличением водо-уранового отношения в топливных кассетах обеспечивает и требуемый

режим изменения водо-уранового отношения в ходе выгорания, и минимальные неравномерности энерговыделения по активной зоне. Отметим, что использование топливных кассет, допускающих изменение водо-уранового отношения в режиме перегрузок топлива, принятом для существующих реакторов (т.е. на периферию), при обеспечении минимальных неравномерностей энерговыделения требует создания высокого значения исходного водо-уранового отношения и сводит этот режим перегрузок к случаю использования топливных кассет существующих реакторов.

Утечка нейтронов из активной зоны реактора, ухудшающая использование топлива, может быть направлена на накопление вторичных делящихся нуклидов. Переход к замкнутому топливному циклу делает целесообразным окружение активной зоны бланкетом из обедненного или естественного урана.

**Тесные топливные решетки.** Как показано ранее, уменьшение водо-уранового отношения в топливных решетках приводит к росту коэффициента воспроизводства. Скорость падения  $K_{\infty}$  в ходе выгорания тем ниже, чем меньше содержание замедлителя в топливной решетке. При  $\omega \approx 0,5$  выгорание топлива происходит с высоким значением коэффициента воспроизводства ( $KB \approx 0,9$ ) и при относительно малых изменениях  $K_{\infty}$ , а следовательно, и малых потерях нейтронов на компенсацию запаса реактивности. Однако в этом случае требуется использование топлива с содержанием делящихся изотопов примерно в 2,5 раза выше, чем в существующих реакторах, что может быть оправданно только в условиях замкнутого топливного цикла.

В табл. 2.6 по данным [116] приведены основные характеристики реакторов PWR и LWHCR. Легководный реактор с высокой конверсией LWHCR (встречается также название APWR) ориентирован на использование плутония, накапливаемого в существующих реакторах PWR.

В реакторе типа LWHCR используется основное оборудование PWR. Модернизации подвергаются прежде всего активная зона и внутрикорпусные устройства реактора. Уменьшение водо-уранового отношения до 0,53 приводит к резкому повышению гидравлического сопротивления активной зоны, что делает необходимым уменьшение ее высоты с 3,9 до 2,3 м для сохранения оборудования циркуляционного контура. Переход на тесные топливные решетки потребовал использования в APWR гексагональных ТВС, в качестве материала оболочек твэлов применяется нержавеющая сталь.

На рис. 2.15 показано распределение нейтронного потока по уровням энергии в тесных решетках. Для нуклидов уран-238, плутоний-239, плутоний-240, плутоний-241 на этом же рисунке показан вклад реакций захвата и деления на нейтронах с различной энергией.

Только незначительная часть нейтронов достигает в этих решетках энергий тепловой области. Основные же нейтронно-физические взаимодействия



происходят в резонансной и быстрой областях спектра. В указанных решетках 15% захватов и 28% реакций деления происходит на быстрых нейтронах, в резонансной области энергий поглощается около 73% нейтронов и происходит около 57% делений, в тепловой области энергий происходит около 12% поглощений и около 15% делений.

Следует отметить существенное различие в поглощении и делении при изменении энергии нейтронов для рассматриваемых нуклидов, что обуславливается резонансной структурой их сечений. В частности, в районе энергий 1 эВ поглощение в основном определяется плутонием-240, хотя в других областях энергий поглощение нейтронов этим нуклидом незначительно.

Изменение реактивности определяется не столько уменьшением количества делящихся нуклидов, сколько поглощением нейтронов продуктами деления. Вклад в поглощение в ходе выгорания топлива показан на рис. 2.16. Накопление

Таблица 2.6. Сравнение характеристик реакторов PWR и LWNCR

| Характеристика                      | PWR        | LWNCR               |
|-------------------------------------|------------|---------------------|
| <b>Зона</b>                         |            |                     |
| Тепловая мощность, МВт              | 3782       | 3782                |
| Высота активной зоны, см            | 390        | 230                 |
| Эквивалентный радиус, см            | 182        | 187                 |
| Начальная загрузка, т               | 103,5      | 120,0               |
| Линейная тепловая мощность, Вт/см   | 206        | 160                 |
| Удельная мощность, МВт/т            | 36,4       | 31,5                |
| <b>Топливная кассета</b>            |            |                     |
| Форма в сечении                     | Квадратная | Гексагональная      |
| Число кассет                        | 193        | 235                 |
| Число твэлов в кассете              | 236        | 439                 |
| Число каналов регулирования         | 20         | 24                  |
| Число стержней жесткости            | —          | 6                   |
| Дистанционирование                  | Решетки    | 6 геликоновых ребер |
| Диаметр стержня, мм                 | 10,75      | 9,50                |
| Шаг расположения стержней, мм       | 14,30      | 10,50               |
| Отношение шага к диаметру, отн. ед. | 1,33       | 1,105               |
| Материал оболочки                   | Zr-4       | SS-304              |
| Толщина оболочки, мм                | 0,72       | 0,4                 |
| Водо-урановое отношение             | 2,00       | 0,53                |
| Конструкционно-урановое число       | 0,375      | 0,255               |
| <b>Топливо</b>                      |            |                     |
| Состав загрузки, %:                 |            |                     |
| U-235/U                             | 3,2        | 0,2                 |
| Pu-239/Pu                           | —          | 57,81               |
| Pu-240/Pu                           | —          | 26,57               |
| Pu-241/Pu                           | —          | 9,47                |
| Pu-242/Pu                           | —          | 6,15                |

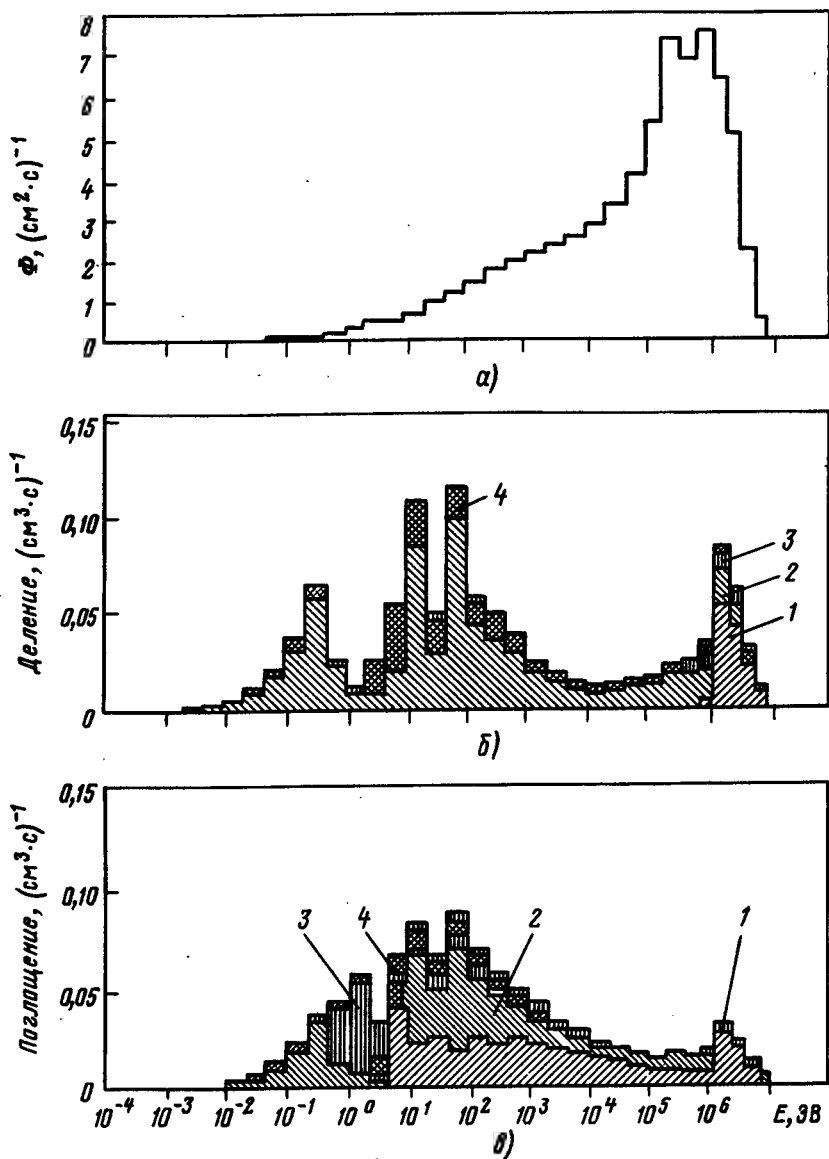


Рис. 2.15. Распределение потока нейтронов (а), реакций поглощения (б) и деления (в) по энергиям для топливных решеток реактора LWHCR при содержании в топливе делящихся изотопов плутония в количестве 7,5%:  
 1 —  $^{238}\text{U}$ ; 2 —  $^{239}\text{Pu}$ ; 3 —  $^{240}\text{Pu}$ ; 4 —  $^{241}\text{Pu}$

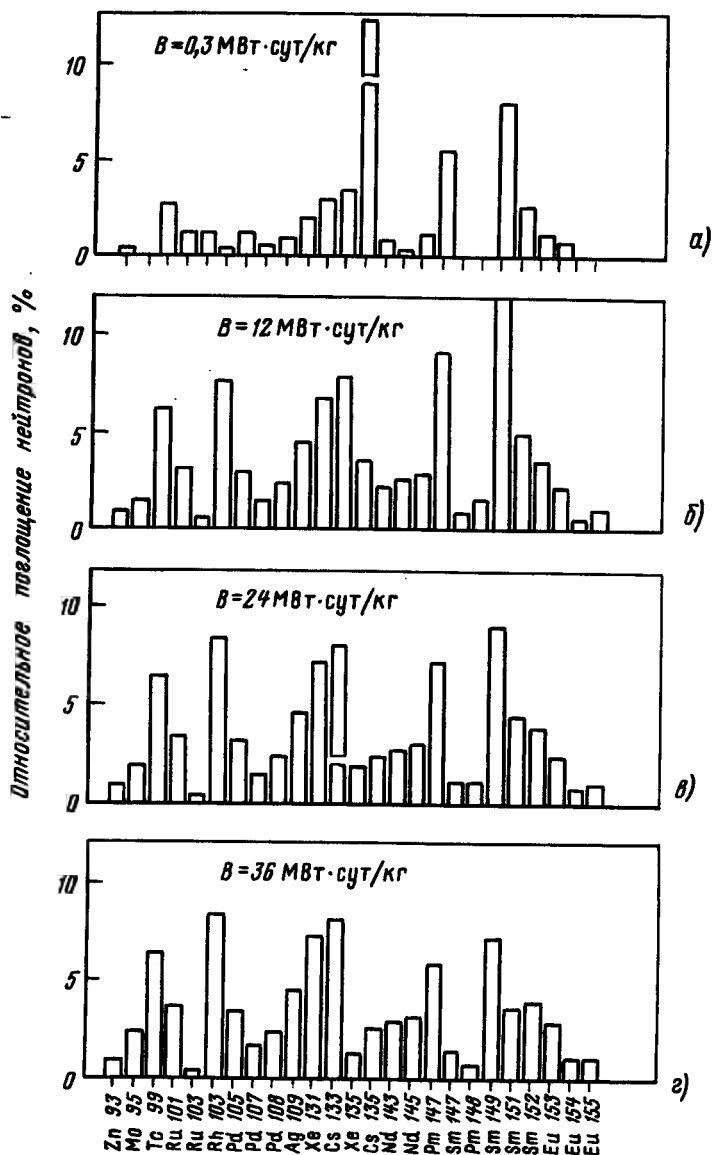


Рис. 2.16. Поглощение нейтронов некоторыми продуктами деления в различные моменты выгорания топлива

и выгорание шлаков приводят к перераспределению поглощения нейтронов различными продуктами деления, в частности по мере выгорания значительно снижается относительное поглощение нейтронов ксеноном-135. Примерно 25 продуктов деления обуславливает более 85% непроизводительных захватов.

Высокий КВ обуславливает слабое изменение количества делящихся изотопов в топливе при выгорании и значительное уменьшение расхода естественного урана. В табл. 2.7 приведены значения достигаемых глубин выгорания и расхода урана при использовании энергетического плутония с содержанием делящихся изотопов 7,0, 7,5 и 8,0%. В этой же таблице представлены соответствующие данные для реакторов PWR. Расход урана на единицу вырабатываемой энергии в LWHCR примерно в 3 раза меньше. Однако напомним, что это достигается в условиях замкнутого топливного цикла и при содержании делящихся нуклидов в активной зоне примерно в 2,5 раза выше, чем в PWR.

Таблица 2.7. Коэффициенты конверсии и расход делящихся веществ в различных легководных реакторах

| Реактор, загрузка его активной зоны                 | Глубина выгорания, МВт·сут/кг | Коэффициент конверсии | Расход урана, $10^{-3}$ кг/(МВт·сут) |
|-----------------------------------------------------|-------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| <b>LWHCR</b>                                        |                               |                       |                                      |
| Содержание $^{239}\text{Pu} + ^{241}\text{Pu}$ , %: |                               |                       |                                      |
| 7,0                                                 | 22,2                          | 0,9658                | 0,1106                               |
| 7,5                                                 | 35,4                          | 0,9326                | 0,1462                               |
| 8,0                                                 | 47,7                          | 0,8970                | 0,1766                               |
| <b>PWR — BIBLIS</b>                                 |                               |                       |                                      |
| Содержание $^{235}\text{U}$ , %:                    |                               |                       |                                      |
| 3,2                                                 | 33,0                          | 0,4644                | 0,5194                               |
| 3,6                                                 | 40,0                          | 0,4097                | 0,5313                               |

**Дожигание топлива.** Описанные выше пути улучшения топливоиспользования в ВВЭР могут быть пополнены еще одним способом получения дополнительной энергии. Речь идет о дожигании топлива, выгруженного из реакторов. В какой-то мере такое дожигание осуществляется в самих реакторах в тех случаях, когда топливный цикл продолжается и после достижения в первом контуре нулевой концентрации борной кислоты. При этом критическое состояние активной зоны поддерживается за счет снижения температуры топлива и теплоносителя, т. е. работа реактора осуществляется на части мощностного и температурного эффектов реактивности. Реализуемые соотношения между снижающейся во времени мощностью реактора и температурой теплоносителя для ВВЭР-1000 описаны в гл. 7 (см. рис. 7.15).

Простые оценки показывают, что дополнительная энергия получается в основном за счет снижения температуры замедлителя. Для топливной решетки реактора ВВЭР-1000 дополнительная тепловая энергия, получаемая в конце цикла, при уменьшении средней температуры первого контура на  $13^{\circ}\text{C}$  от  $278^{\circ}\text{C}$  составляет около  $0,7 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ . Если же имеется возможность работы реактора при средней температуре в активной зоне примерно  $200^{\circ}\text{C}$ , указанное количество энергии может быть увеличено примерно в 4 раза. По современным представлениям такое снижение температуры теплоносителя в первом контуре электрогенерирующей установки считается невыгодным и проблематичным, так как приводит к необходимости работать во втором контуре на слишком низком давлении насыщенного пара. Но все же этот вариант, по-видимому, должен быть подробно проработан при выборе конструкции реакторной установки повышенной безопасности, особенно с учетом ведущегося в настоящее время тщательного изучения физики выгорания топлива в различных спектрах энергий нейтронного потока. Наиболее же приемлемым сегодня представляется дополнительное использование отработавшего топлива ВВЭР путем его перегрузки в специальный реактор, предназначенный для теплофикационных целей и работающий при средней температуре теплоносителя первого контура около  $200^{\circ}\text{C}$ .

Вводимые в настоящее время теплофикационные станции АСТ-500 имеют в качестве источника тепла реактор с параметрами, представленными ниже [83]:

|                                                                     |     |
|---------------------------------------------------------------------|-----|
| Тепловая мощность реактора, МВт .....                               | 500 |
| Параметры теплоносителя первого контура:                            |     |
| давление, МПа .....                                                 | 2,0 |
| температура на входе в активную зону, $^{\circ}\text{C}$ .....      | 131 |
| температура на выходе из активной зоны, $^{\circ}\text{C}$ .....    | 208 |
| Диаметр активной зоны, м .....                                      | 2,8 |
| Высота активной зоны, м .....                                       | 3,0 |
| Энергонапряженность активной зоны, кВт/л .....                      | 30  |
| Загрузка урана, т .....                                             | 50  |
| Время работы топлива первой загрузки, эф. сут .....                 | 460 |
| Продолжительность топливного цикла (при трех перегрузках), годы ... | 6   |
| Глубина выгорания в стационарном режиме работы, МВт·сут/кг .....    | 14  |

При тепловой мощности этого реактора 500 МВт приведенное выше количество энергии, дополнительно получаемое от топлива, выгружаемого из ВВЭР-1000, может обеспечить работу АСТ в номинальном режиме в течение более чем 10 000 ч. Отсюда следует, что при ежегодной перегрузке топлива из реактора энергоблока в теплофикационные реакторы может быть обеспечена работа нескольких блоков АСТ.

Существенно более низкие теплогидравлические параметры АСТ по сравнению с параметрами энергоустановки с реактором, например, ВВЭР-1000 создают реальную возможность дополнительного получения энергии от топлива, отработавшего проектную кампанию с сохранением его полной работоспособности. Тем более это справедливо с учетом успешного опыта эксплуатации топливных кассет в течение сверхпроектного срока (6 лет) даже в условиях самих ВВЭР.

Для уточнения потенциального количества энергии, имеющейся в выгружаемом топливе реактора ВВЭР-1000, при его дальнейшей работе в условиях реактора АСТ в ИАЭ были проведены специальные нейтронно-физические расчеты. Результаты расчетов позволили, с одной стороны, установить, для скольких реакторов АСТ может служить источником тепловой энергии ВВЭР-1000, а с другой, определить характеристики активной зоны, скомпонованной из выгоревшего топлива данного реактора.

Активная зона реактора АСТ компоновалась из 151 топливной кассеты, проработавшей в головном реакторе ВВЭР-1000 на V блоке НВАЭС.

Поскольку в выгружаемых кассетах всегда имеется разброс по концентрациям шлаков и делящихся нуклидов, появляется возможность ввести профилирование энерговыделений по радиусу активной зоны путем размещения на периферии топливных кассет с повышенными размножающими свойствами. Для состояния на начало выгорания активная зона теплофикационного реактора имеет характеристики, приведенные в табл. 2.8.

Расчет позволяет оценить выгорание топлива без промежуточных перегрузок в 4,1 кг шлаков на 1 т урана. При ежегодных перегрузках с частичной заменой топлива может быть достигнута дополнительная глубина выгорания, соответствующая 6,8 кг шлаков на 1 т урана. Если принять коэффициент нагрузки АСТ 0,457, что определяет ежегодную продолжительность работы на номинальной мощности в течение 4000 ч, то дополнительная кампания топлива может составить 5 лет. Таким образом, при эксплуатации АСТ с реактором, способным принимать топливо от ВВЭР-1000, могут обеспечиваться топливом 3—5 реакторов АСТ.

Таблица 2.8. Характеристики активной зоны теплофикационного реактора по состоянию на начало выгорания

| Характеристика                                   | Без выравнивания поля энерговыделения | С выравниванием поля энерговыделения |
|--------------------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Объемная неравномерность энерговыделения $k_v$   | 3,32                                  | 1,70                                 |
| Неравномерность энерговыделения ТВС $k_d$        | 1,52                                  | 1,45                                 |
| Концентрация борной кислоты $c_{H_2BO_3}$ , г/кг | 2,57                                  | 1,92                                 |

Возможность дожига твэлов, отработавших в ВВЭР с «нулевой стоимостью», в реакторах АСТ повышает конкурентоспособность последних при технико-экономических сопоставлениях с альтернативными источниками энергоснабжения по отдельному и комбинированному вариантам.

Так, сравнительные расчеты вариантов, приведенных к равному энергетическому эффекту: районная котельная (РК) + АЭС, пиковая котельная (ПК) + АТЭЦ, АСТ + пиковая котельная +

+ АЭС, проведенные ВНИПИЭнергопромом, обосновывают следующие затраты, %:

| Характеристика                     | РК + АЭС | ПК + АТЭЦ | ПК + АСТ + АЭС |
|------------------------------------|----------|-----------|----------------|
| Расход топлива, в том числе: ..... | 100      | 89        | 106            |
| ядерного .....                     | 72,5     | 86,5      | 103,5          |
| органического .....                | 27,5     | 2,5       | 2,5            |
| Расход металла .....               | 100      | 128       | 132            |
| Приведенные затраты .....          | 100      | 77,8      | 97             |

Из анализа данных следует, что если расход ядерного топлива на АСТ составляет (по минимальной оценке) всего 20—25% суммарного по АСТ и АЭС, то при такой же ядерной топливной составляющей в приведенных затратах по всему комплексу дожигание в АСТ твэлов «нулевой» стоимости может снизить уровень этих затрат на 4—6%.

При более высокой оценке ядерной топливной составляющей (30—35%) снижение затрат в системе с АСТ составит не менее 10—12%, что приближает по эффективности вариант с АСТ к наиболее выгодному варианту с РК + АТЭЦ.

Подробные технико-экономические сопоставления не входят в задачи предлагаемой книги, поэтому ограничимся лишь несколькими замечаниями качественного характера. Результаты сравнений зависят от важнейших исходных данных: соотношения затрат на ядерное и органическое топливо, коэффициентов теплоснабжения АСТ и теплофикации (на атомной теплоэлектростанции), удельных капиталовложений в РК, АСТ и АТЭЦ и др. Предъявляемые жесткие требования по ядерной безопасности и радиоактивной чистоте перекачиваемого к потребителю теплоносителя могут существенно сместить названные выше оценки в пользу АСТ в сравнении с АТЭЦ и АЭС с нерегулируемыми отборами. По ряду причин (некоторые из них уже рассматривались) реакторы АСТ представляют меньшую потенциальную радиационную опасность, в отличие от реакторов АТЭЦ и АЭС, и могут размещаться существенно ближе (в 2—2,5 раза) к городской черте, чем последние. Это резко снижает капиталовложения в транзитные тепловые сети, уменьшает затраты металла, повышает надежность их тепловых и гидравлических режимов.

Отметим, что сроки сооружения АСТ существенно короче, чем АТЭЦ и АЭС, что уменьшает степень «замораживания» капиталовложений и должно учитываться в расчетах разными коэффициентами дисконтирования. В силу достаточной пропускной способности межсистемных связей ввод замещающих мощностей АЭС в вариант с АСТ может рассматриваться как развитие там, где это возможно, уже действующих АЭС. В ряде случаев на решения при выборе варианта теплоэнергоснабжения определяющее влияние могут оказать местные и региональные условия.

## 2.3. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Важнейшей задачей при проектировании АЭС является обеспечение их безопасности. Иногда пути реализации повышения технико-экономической эффективности и обеспечения безопасности оказываются противоречивыми. Так, повышение давления и температуры теплоносителя первого контура приводит к термодинамическому совершенству и росту единичной мощности АЭС, но при этом увеличивается и потенциальная опасность тяжелых аварий. Разумеется, что при осуществлении ряда дополнительных мер и усовершенствований можно обеспечить соответствующее повышение безопасности таких решений. Но аналогичного результата можно достигнуть и снижением уровня рассматриваемых параметров.

Учитывая отсутствие в настоящее время длительно апробированного надежного методического аппарата, который позволял бы проводить количественные оценки уровня безопасности АЭС, рассмотрим основные качественные пути его повышения.

Развитие энергетических реакторных установок с ВВЭР однозначно указывает, что удовлетворение дополнительным критериям безопасности приводит к удорожанию единицы установленной мощности и, следовательно, к снижению экономических показателей АЭС.

Представляется весьма полезным выяснить, какими путями может быть достигнут очередной шаг в повышении безопасности реактора нового поколения.

Результаты анализов, выполняемых, как правило, расчетным путем, указывают на то, что из всего перечня проектных режимов могут быть выделены несколько наиболее ответственных, в которых имеют место минимальные запасы до установленных пределов (до кризиса теплообмена при кипении теплоносителя или до температуры плавления топлива) при ограничениях температуры оболочки твэлов и глубины ее окисления.

Эти режимы являются определяющими и обуславливающими максимальный приемлемый уровень тепловых нагрузок твэлов, а значит, в конечном счете и допускаемую мощность активной зоны.

Всесторонние анализы приводят к заключению, что такими режимами являются: обесточивание всех ГЦН; течи теплоносителя из первого контура; течи пара из второго контура.

В реализуемых разработках такие режимы преодолеваются при обязательном условии срабатывания аварийной защиты реактора с целью экстренного снижения энерговыделения в твэлах. В этих условиях проектное протекание режима всецело зависит от надежности срабатывания аварийной защиты реактора и систем безопасности. На практике, тем не менее, могут быть случаи, например, зависания более чем одного органа СУЗ, и поэтому последствия аварийных режимов с учетом дополнительных отказов могут заметно различаться. В последних зарубежных проектах наблюдается тенденция



рассматривать проектные режимы без снижения мощности реактора непосредственно от воздействия быстрого введения органов СУЗ (АТWS). Приведение реактора в безопасное состояние в указанных условиях должно достигаться дополнительными надежными средствами защиты.

С учетом реальных условий представляется, что абсолютно надежными средствами защиты реактора могут являться только сильные отрицательные обратные связи между мощностью активной зоны и термодинамическими параметрами теплоносителя. Можно представить, каким образом будет выглядеть конструкционное оформление реактора, концепцией которого преследуется цель максимального обеспечения безопасности при работе. Так, например, наиболее надежным средством исключения режима с обесточиванием ГЦН и, значит, исключения необходимости быстрого снижения мощности, обусловленного этим событием, является отказ от самих ГЦН и осуществление теплоотвода от ТВЭЛов только за счет естественной циркуляции теплоносителя. Следствием этого отказа будет неизбежное снижение удельных тепловых нагрузок в активной зоне. Но при этом и режимы с течами обоих контуров уже вследствие уменьшения тепловых нагрузок ТВЭЛов будут более безопасными. При исключении трубопроводов большого диаметра из интегральной компоновки в таких режимах должна быстрее достигаться стабилизация ситуации в результате сильно выраженного основного свойства установки с ВВЭР: истечение теплоносителя из первого контура приводит однозначно к полному глушению цепной реакции сначала из-за вскипания теплоносителя в активной зоне, а затем или из-за временного обезвоживания ее без перегрева ТВЭЛов, или из-за повышения концентрации борной кислоты в теплоносителе. Кроме того, следует рассматривать как благоприятный фактор и снижение давления теплоносителя, принимаемого как номинальное для данной разработки.

Известно, что в существующих реакторах типа ВВЭР по мере выгорания топлива температурный и плотностной коэффициенты реактивности для теплоносителя изменяются от нуля в начале цикла до значений, обуславливающих надежную саморегулируемость паропроизводящей установки в конце цикла. Причиной такого изменения коэффициентов реактивности является постепенное снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура. При понижении концентрации борной кислоты одинаковые отклонения температуры теплоносителя в разные моменты топливного цикла приводят к различному изменению объемного содержания бора в активной зоне и тем самым к различным эффектам реактивности. Соотношения между соответствующими параметрами хорошо известны из практики. Задаваясь целью значительно усилить в аварийных режимах внутренние отрицатель-

ные связи между мощностью активной зоны и параметрами теплоносителя, следует, вероятно, выдвинуть на первое место не температурные эффекты реактивности (как это принято сейчас), а существенно большие — плотностные. Другими словами, необходимо заменить стабилизацию мощности реактора не только за счет разогрева теплоносителя, а и за счет его вскипания.

Значительное снижение плотности теплоносителя при вскипании будет происходить и при увеличении мощности активной зоны, и при снижении давления в первом контуре. Основой для такого решения могут быть опять же пониженные тепловые нагрузки ТВЭЛов, с одной стороны, и более целенаправленный выбор «жесткости» компенсатора давления, с другой. Для быстрого включения аварийной защиты в виде вскипающего в активной зоне теплоносителя требуется максимальное приближение рабочего давления к давлению насыщения в процессах с повышением мощности и входной температуры теплоносителя, а в процессах со снижением входной температуры теплоносителя (течи пара во втором контуре) опережающее снижение давления в первом контуре, обеспечиваемое пониженной компенсирующей способностью компенсатора давления. При течах первого контура вскипание теплоносителя будет обеспечиваться падением давления.

Приближение рабочего давления к давлению насыщения при выбранной температуре теплоносителя в активной зоне и снижение его плотности, кроме усиления саморегулирования в аварийных режимах, позволят значительно интенсифицировать естественную циркуляцию, а значит, и увеличить отводимую мощность.

Важным фактором, способствующим улучшению теплоотдачи от ТВЭЛ в таком режиме, является поверхностное кипение, скрывающее, по-видимому, значительные резервы и требующее тщательных исследований.

Расчеты, направленные на выявление допустимого уровня мощности ТВС реактора ВВЭР-1000 в условиях охлаждения, значительно отличающихся от номинальных, показывают, что при естественной циркуляции теплоносителя она может составлять не менее 40%. В этом случае электрическая мощность может быть получена одним турбоагрегатом при существенно более низком исходном давлении пара, чем на входе в турбину К-1000-60. Так, в ЦНД этой турбины поступает пар давлением всего 1,2 МПа, а мощность турбоагрегата составляет 630 МВт. Приняв давление свежего пара, генерируемого в ПГ, около 1,5 МПа как основу для разработки реакторной установки в новой концепции, можно определить некоторые параметры первого контура. Температура насыщения теплоносителя во втором контуре составит 197° С, а средняя температура теплоносителя в активной зоне будет составлять не более 220—225° С.

Далее, важно правильно определить расход теплоносителя через активную зону, поскольку от этого зависят температуры на входе в реактор и выходе из него, а следовательно, и выбираемые давления в первом контуре,

обуславливающие в нашем варианте быстрое вскипание теплоносителя в аварийных режимах.

Простые оценки показывают, что снижением рабочего давления в первом контуре можно заметно увеличивать расход теплоносителя при постоянной тепловой мощности активной зоны и неизменной разнице высот нагревателя (активной зоны) и охладителя (ПГ). Поэтому целесообразно выбрать давление над активной зоной равным или очень близким к давлению насыщения при средней температуре теплоносителя на выходе ТВС. Тогда в максимально нагруженных ТВС установится некоторое объемное паросодержание, значительно способствующее развитию естественной циркуляции и выравниванию энерговыделения.

Потоки теплоносителя из ТВС с различным энерговыделением (недогретого при энерговыделении в ТВС ниже среднего и содержащего пар при энерговыделении в них выше среднего), смешиваясь над активной зоной, будут поступать в ПГ со средней температурой, равной температуре насыщения.

Стремление избежать основных недостатков ВВЭР, являющихся потенциальными источниками аварийных режимов (высокого давления, наличия трубопроводов достаточно большого диаметра в составе первого контура, необходимости надежной и интенсивной циркуляции с использованием мощных ГЦН), приводит к заключению, что решение проблемы повышения безопасности следует искать в создании реакторной установки с интегральной компоновкой (исключением трубопроводов), естественной циркуляцией теплоносителя (исключением ГЦН и опасности их отключения) при пониженном давлении в корпусе — контуре.

Достаточно интенсивная естественная циркуляция теплоносителя возможна при совершенно определенном требовании: размещении охладителя (ПГ) существенно выше активной зоны, а при интегральной компоновке — соответственно только в верхнем объеме корпуса реактора.

Известно, что на всех отечественных ВВЭР в пространстве над активной зоной и на крышке реактора размещена конструкция, обеспечивающая функционирование органов СУЗ. Для размещения в этом пространстве ПГ необходимо, по-видимому, коренное изменение конструкции органов СУЗ. С другой стороны, благодаря значительному саморегулированию активной зоны число органов СУЗ может быть сокращено. Если же отказ от органов СУЗ, что само по себе является также важным фактором сокращения числа аварийных ситуаций (исключаются режимы неуправляемого извлечения рабочей группы органов СУЗ и мгновенное выстреливание одиночного органа СУЗ из активной зоны под действием «внутреннего давления» при разрушении привода), оказывается невозможным, следует пересмотреть современную однозначную концепцию их размещения только в верхней части аппарата. При пересмотре, по-видимому, целесообразно исходить из того, что, например, размещение органов СУЗ в нижней части корпуса реактора (что, в частности, реализуется в некоторых зарубежных проектах) оправдывается в нашем случае необходимостью и при верхнем размещении СУЗ непременно учитывать режимы с течами

самого корпуса, поскольку в перспективе обеспечение безопасности и при таких авариях также должно входить в круг рассматриваемых проблем.

Таким образом, концепция недопустимости иметь вварные патрубki на корпусе реактора ниже верхней отметки активной зоны становится менее обязательной. Вместо нее в основу может быть положено как основное условие обеспечение уровня воды над активной зоной и после истечения ее из корпуса реактора в бетонную шахту. В этом случае наличие большого количества воды над активной зоной, обусловленное интегральной компоновкой первого контура и значительными размерами ПГ, может быть благоприятным фактором для надежного залива активной зоны.

Интегральная конструкция первого контура должна размещаться в герметичной (до установленной высоты) бетонной шахте, способной выдерживать и достаточно высокие механические нагрузки при быстрых процессах, вызванных разгерметизацией корпуса, и сохранять необходимый для полного залива активной зоны уровень воды. Последующие проработки должны показать целесообразность и возможность постоянного заполнения нижней части шахтного объема раствором борной кислоты.

Размещение органов СУЗ под активной зоной и вызванная этим решением принципиальная возможность истечения теплоносителя из корпуса при разгерметизации их приводов и после снижения давления в корпусе не будут изменять общую концепцию реакторной установки (возможность течей теплоносителя из первого контура). Но, вместе с тем, нижнее размещение приводов СУЗ или их полное исключение позволяют оптимальным образом организовать надежную естественную циркуляцию теплоносителя в первом контуре, а значит, обеспечить получение достаточно большой тепловой мощности реактора.

Повышая надежность и безопасность АЭС с реакторами типа ВВЭР, следует основываться на защите твэлов: от повреждения не за счет срабатывания активных устройств, а на использовании самоглушения активной зоны, пассивных элементов и предельного упрощения конструкции.

Подводя итоги, выделим наиболее вероятные, на наш взгляд, принципиальные мероприятия, направленные на повышение безопасности ВВЭР:

- снижение тепловых нагрузок твэлов и параметров теплоносителя;

- переход на естественную циркуляцию теплоносителя в первом контуре;

- повышение запасов прочности конструкции исходя из отклонения параметров в режимах с максимальными неблагоприятными событиями без учета срабатывания аварийной защиты реактора;

- максимальное сокращение первого контура путем перехода на интегральную компоновку; заводское изготовление оборудования всего первого контура;

обеспечение сильной отрицательной обратной связи между мощностью активной зоны и теплогидравлическими параметрами теплоносителя за счет использования плотностных эффектов реактивности и самоглушения реактора при неизбежных возмущениях извне;

обеспечение наиболее надежного длительного отвода из активной зоны остаточного тепловыделения.

## Глава 3

# ОСНОВЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ АЭС С ВВЭР

### 3.1. ТОПЛИВНЫЕ ЗАТРАТЫ

**Концепции топливной составляющей затрат в ВВЭР.** Вопросы учета топливных затрат на АЭС с ВВЭР представляются достаточно сложными в связи с двойственностью топливных загрузок как экономической категории и их неоднородностью [38, 93, 110, 112]. С одной стороны, топливная загрузка имеет черты оборотных фондов, с другой, в каждую частичную загрузку обновляется примерно 1/3 или 1/2 часть топлива активной зоны (при трех- или двухчастичных перегрузках за топливную кампанию). Следовательно, остающаяся часть топливных кассет носит черты основных фондов, так как сохраняет свою потребительскую стоимость неопределенно долго. Даже после окончания срока службы это недовыгоревшее топливо может быть изъято и направлено для выгорания в аналогичный реактор. Основываясь на этих рассуждениях, обычно относят эту часть топливной загрузки к категории долговременных оборотных фондов, списывая ее на себестоимость равномерно в течение всего нормативного срока окупаемости. Именно такой подход приведен и рекомендован в [112]. Многие специалисты придерживаются концепции отнесения первоначальной топливной загрузки к основным фондам АЭС, а топливных сборок, добавляемых при частичных перегрузках, — к оборотным.

Вместе с тем приравнивание коэффициентов дисконтирования и эффективности капиталовложений  $E=0,1$ , рекомендуемое сейчас ведущими специалистами в технико-экономических расчетах, может обеспечить тождественность и применимость обоих подходов к расчету топливной составляющей [110].

Для замкнутых топливных циклов реакторов на тепловых нейтронах при расчете топливной составляющей рекомендовались методы отключения или списания топливных затрат, а также их распределения [38]. В первом случае из

общей суммы затрат на топливо вычитается стоимость отработавших твэлов по установленным ценам. Недостаток этого метода, по мнению некоторых специалистов, в том, что цены на отработавшие твэлы могут значительно отличаться от фактических затрат на образование в ядерном сырье плутония на АЭС, так как на цены влияют многие факторы, не зависящие от характеристик АЭС. Поэтому возможны иногда нулевые или отрицательные значения топливных затрат, что противоречит трудовой теории стоимости. Во втором случае затраты на топливо распределяются между затратами на электроэнергию или полуфабрикаты (сырье с наработанным плутонием, подлежащее переработке) по какому-либо критерию, например, пропорционально доле нейтронов, израсходованных на деление и радиационный захват или пропорционально среднеотраслевым затратам в каждый из продуктов. Если на АЭС устанавливаются водо-водяные реакторы с повышенным коэффициентом конверсии, то и электроэнергия, и топливный полуфабрикат (как, например, для быстрых реакторов) — основная продукция АЭС. При использовании метода распределения в этом случае важен вопрос о соотношении цен, по которым реализуется полуфабрикат. В общем случае возможны три варианта соотношения цены  $C$ , себестоимости полуфабриката  $C_{\text{пф}}$  и нормативной прибыли АЭС  $\Pi_n$ :  $C \leq C_{\text{пф}} + \Pi_n$ . Эти условия для АЭС соответственно означают: прибыль на уровне отраслевого норматива; дополнительную сверхнормативную прибыль, не являющуюся результатом улучшения хозяйственной деятельности АЭС, и, наконец, планово-убыточную деятельность АЭС [38].

Количественный расчет топливной составляющей АЭС с ВВЭР по разным методикам [93, 110, 112 и др.] показывает, что основные методологические трудности в этом вопросе встречаются при оценке затрат в первую топливную загрузку. Первая загрузка является источником различий себестоимости энергии АЭС при разных способах расчета сравнительно длительный период работы (3 года и более) до перехода к стационарному режиму перегрузок. Физических оснований этого различия нет, причины лежат в некоторой субъективности применяемых методов расчета.

Стоимость загружаемых свежих ТВС  $c_{Tj}$  больше первоначальной стоимости топливных сборок, выгружаемых после окончания работы первой ( $j=1$ ) и второй ( $j=2$ ) загрузок реактора, хотя физические основы для этого в связи с одинаковой выработкой электроэнергии за эти частичные кампании отсутствуют [93].

Как видно из рис. 3.1, а, эта неравномерность в основном сглаживается только после трех лет работы. Результаты, представленные на рисунке, получены при расчете стоимости топливной составляющей в стоимости электроэнергии (первый метод) по формуле

$$c_{Tj} = \frac{c_{Tj}}{w_{Tj}} + \frac{p-1}{p} \frac{S_{\text{загр1}}}{\sum w_{Tj}}, \quad (3.1)$$

где  $c_{Tj}$  — первоначальная стоимость свежих ТВС, загруженных в реактор для организации  $j$ -го топливного цикла. Второе слагаемое этой формулы обычно трактуется как постоянная часть топливной составляющей  $C_{\text{т.п.}}$ . При  $p$  перегрузках — это первоначальная стоимость первой топливной загрузки реактора

$S_{\text{загр1}}$  за вычетом стоимости свежих топливных сборок, загруженных для организации первого топливного цикла [т. е. части  $-(1/p) S_{\text{загр1}}$ ], отнесенная к энерговыработке за полную нормативную кампанию  $\sum w_{\eta}$ . Так, при трехгодичной кампании имеем:  $C_{\text{тн}} \approx \frac{2S_{\text{загр1}}}{(3 \cdot 3 w_{\eta})}$ . Первое слагаемое (3.1) иногда

называют переменной компонентой топливной составляющей, так как непостоянство этой величины обусловлено переменным обогащением топлива подпитки (особенно до выхода на режим стационарных перегрузок), применяемой стратегией перегрузок, компенсацией «перевыгорания» топлива в процессе продления предыдущих частичных кампаний и т. д.

В проектных режимах топливоиспользования этот и подобные методы учета топливной составляющей, начиная с 4—5-го топливного цикла, дают практически стабильное значение  $C_{\text{тн}}$ ; при нестационарных режимах наблюдается увеличение колебаний значений  $C_{\text{тн}}$  [112].

В [93] предпринята попытка придать экономическим критериям топливной загрузки характер, который правильно отражает природу технологических процессов и позволяет совершенствовать топливоиспользование. С этой целью здесь используется понятие нормативной топливной составляющей себестоимости тепловой энергии, генерируемой реакторной установкой при работе в проектном режиме топливоиспользования. Стоимость отдельной ТВС конкретного обогащения в этом случае может полностью переноситься на выделяемую ею тепловую энергию только при достижении нормативной глубины выгорания. Во всех случаях отклонений от нормативного выгорания остаточная стоимость ТВС, не достигших нормативных глубин выгорания, перераспределяется по  $j$ -м топливным циклам пропорционально доле выделенной в них тепловой энергии. В этом случае (второй метод) в период до выхода на стационарный режим работы скорее достигаются стабильные результаты (рис. 3.1, б), чем по первому методу.

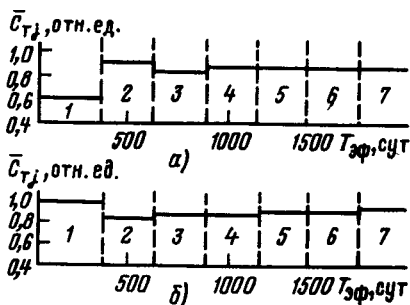
Методика [93] может быть принята для проведения оптимизации загрузки в условиях работы по переменным графикам нагрузок при использовании мощностного и температурного эффектов реактивности при продлении кампании и т. д. Вместе с тем в ряде оптимизационных расчетов можно ограничиться более простыми приближенными способами учета топливной составляющей.

Ранее был упомянут метод, рекомендуемый в [112] и учитывающий только режим стационарных перегрузок. Для решения некоторых задач этот метод вполне приемлем; напомним, что ему соответствует концепция списания стоимости доли топлива  $(1-\varphi)/\varphi$  в течение нормативного срока окупаемости  $T_{\text{н}}$  как основных фондов. При таком подходе удельные приведенные затраты на производство электроэнергии на АЭС с ВВЭР могут быть представлены формулой

$$z = C_{\text{я}}^* \frac{T_{\text{эф}}}{24B\eta_{\text{ст}}} \left( 1 + \frac{1-\varphi}{\varphi} \frac{1}{T_{\text{н}}} \right) + pk_{\text{уд}}, \quad (3.2)$$

где  $C_{\text{я}}^*$  — удельная цена загрузки (с учетом годовой наработки вторичных делящихся нуклидов, отнесенной к 1 кг топлива

Рис. 3.1. Изменение топливной составляющей стоимости энергии, вырабатываемой АЭС с ВВЭР, по кампаниям частичных загрузок [93] (цифры 1—7 обозначают кампании):  
 а—расчеты по первому методу; б—по второму методу



загрузки), руб/кг  $\text{UO}_2$ ;  $\eta_{\text{ст}}$  — усредненный за год электрический КПД АЭС;  $p$  — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений,  $\text{год}^{-1}$ ;  $k_{\text{уд}}$  — удельные капиталовложения в сравниваемые энергоблоки, руб/кВт.

В условиях замкнутого топливного цикла определяется уменьшенная цена ядерного топлива  $\Pi_{\text{я}}^* = \Pi_{\text{я}} - \Delta \Pi_{\text{нар}}$ .

В этих случаях цену наработанного топлива можно определить по упрощенным методикам.

Единой методологической основы расчета топливной составляющей затрат за рубежом пока также не выработано.

Например, в США (по данным Л. Д. Гительмана) часто расчет топливной составляющей затрат проводят по формуле

$$s_{\text{т}} = \frac{\{(c_{\text{у}} + c_{\text{изг}}) - [c_{\text{о}} + c_{\text{п}} - (3_{\text{х}} + 3_{\text{тр}} + 3_{\text{к}})]\} 10^2}{24B\eta 10^3} + \frac{i_{\text{а}}(1/2)[(c_{\text{у}} + c_{\text{о}}) + (t_{\text{зап}}/t_{\text{к}})c_{\text{у}} + (t_{\text{в}}/t_{\text{к}})c_{\text{о}}/10^2]}{\bar{N}h\eta},$$

где  $c_{\text{у}}$  — расходы на аренду урана для первоначальной загрузки реактора;  $c_{\text{изг}}$  — расходы на изготовление ТВС с учетом транспортировки, потерь и отчислений за аренду урана;  $c_{\text{о}}$  — цена оставшегося в отработавших твэлах урана за вычетом его потерь при переработке и превращении в  $\text{UF}_6$ ;  $c_{\text{п}}$  — цена накопленного в отработавших твэлах плутония за вычетом его потерь при переработке и превращении в металлический плутоний;  $3_{\text{х}}$ ,  $3_{\text{к}}$  — расходы на транспортировку с территории АЭС, химическую переработку твэлов и отчисление за кредит на время транспортировки и переработки;  $t_{\text{зап}}$ ,  $t_{\text{к}}$ ,  $t_{\text{в}}$  — запас ТВС на АЭС в днях обеспеченности и среднее время нахождения ТВС в реакторе и бассейне выдержки соответственно;  $\bar{N}$  — удельная тепловая мощность;  $B$  — средняя глубина выгорания топлива в стационарном режиме, МВт·сут/кг;  $\eta$  — КПД блока АЭС (нетто);  $h$  — максимально возможное число часов использования установленной мощности, ч/год;  $i_{\text{а}}$  — установленная норма арендной платы.

Второе слагаемое в формуле учитывает арендную плату за оборотный капитал, необходимый для обеспечения АЭС ураном для активной зоны  $c_{\text{у}}$ , ураном, находящимся в переработке  $c_{\text{о}}$ , в запасе на АЭС  $t_{\text{зап}}/(t_{\text{к}}c_{\text{у}})$  и в бассейне выдержки  $t_{\text{в}}/(t_{\text{к}}c_{\text{о}})$ . Принятый коэффициент 1/2 учитывает оборотный капитал, требующийся для уплаты процентов за аренду урана в указанном количестве.



В последнее время в зарубежной и отечественной практике проведения расчетов все чаще применяется метод «приведенной» стоимости, учитывающий все затраты и кредиты за срок службы АЭС и их разновременность [44, 90, 110, 120].

Основная трудность в применении этого метода — оценка долговременной динамики исходных данных для расчета затрат топливного цикла за весь срок службы.

**Учет наработки вторичного топлива.** В современных ВВЭР коэффициент конверсии делящихся нуклидов заметно выше, чем в уран-графитовых реакторах из-за более жесткого спектра нейтронов. Это выражается в существенно большем накоплении в топливе делящихся изотопов Pu. В выгружаемом из ВВЭР топливе относительно выше также остаточное содержание  $^{235}\text{U}$  (до 10—13 кг/т). Вместе с тем и при таком содержании стоимость  $^{235}\text{U}$  невелика, а основную ценность для переработки представляет в замкнутых циклах накопившийся плутоний. Очевидно также, что стоимость  $^{239}\text{Pu}$ ,  $^{241}\text{Pu}$  можно рассматривать как сложную функцию параметров развивающейся в перспективе многокомпонентной системы ядерной энергетики, состоящей наряду с тепловыми реакторами из реакторов на быстрых нейтронах. Вопросы создания, обоснования и уточнения соответствующих этой системе стоимостных моделей плутония освещены в специальной литературе, например [107], и здесь не рассматриваются. Определенный интерес может представить в дальнейшем (в переходный период до широкого ввода реакторов-размножителей на быстрых нейтронах) повторное использование плутония в реакторах на тепловых нейтронах. При определенных характеристиках активной зоны и внешнего топливного цикла многократное прохождение воспроизведенного плутония через реактор на тепловых нейтронах приводит вначале к повышению в нем доли высших изотопов, а затем к стабилизации состава (до 15—18%  $^{242}\text{Pu}$  в режиме равновесных перегрузок). В таком случае цена плутония может быть определена по стоимости  $^{235}\text{U}$  умножением ее на коэффициент, учитывающий эквивалентное тепловыделение плутония:  $C_{\text{Pu}} = 1,075 C_{\text{U}}$ . Такой упрощенный подход к определению стоимостей накопленного плутония и остаточного  $^{235}\text{U}$  в отработавших твэлах предложен еще в начале 70-х годов в отечественной практике [122]. Анализ выгорания  $^{235}\text{U}$  и накопления  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Pu}$  по данным современных расчетов (рис. 3.2) позволяет считать достаточно точными для практического использования следующие аппроксимационные зависимости [122]:

$$x_5 = x_{5,0} \exp(-2,3\sigma_{\text{шл}}/1,6x + 11); \quad (3.3)$$

$$\sigma_{\text{Pu}} = A [1 - \exp(-0,1\sigma_{\text{шл}})], \quad (3.4)$$

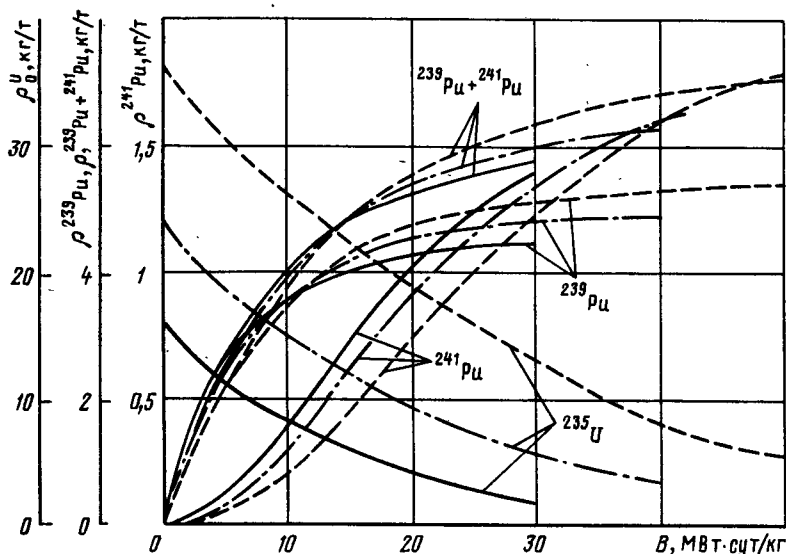


Рис. 3.2. Изменение нуклидного состава в ходе выгорания топлива различного обогащения  $\rho$  в решетках ВВЭР:

— — — — —  $x_0^U = 3,6\%$ ; — · — · —  $x_0^U = 2,4\%$ ; — — — — —  $x_0^U = 1,6\%$

где  $x_{5,0}$  — начальное обогащение топлива по  $^{235}\text{U}$ , кг/т;  $\sigma_{\text{шл}}$  — суммарное накопление шлаков (выгорание делящихся материалов), кг/т;  $A$  — коэффициент аппроксимации (в [122] принято  $A = 6,5$ ).

Стоимость извлекаемого из реактора топлива

$$c_T = 10^{-3} (C_{\text{Pu}} \sigma_{\text{Pu}} + c_{\text{UF}_6}^{(x_5)} \sigma_{\text{UF}_6}),$$

где  $c_{\text{UF}_6}$  — стоимость  $\text{UF}_6$  с содержанием делящихся нуклидов, равным  $x_5$ , руб/кг;  $\sigma_{\text{UF}_6}$  — «вытесняемое» количество  $\text{UF}_6$ , кг/т.

В таком случае относительная стоимость  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Pu}$  в общем значении  $c_T$  составляет обычно не более 30—40%.

Более точную картину динамики воспроизводства и накопления в реакторе вторичного топлива [90] можно получить, используя понятия дифференциального и интегрального КВ. Дифференциальный КВ характеризует соотношение скоростей процессов образования  $dm_T$  и убыли  $dm_Y$  делящегося топлива, т. е. накопления продуктов деления  $dm_{\text{п.д}} = -dm_Y$ . Поэтому

$$\frac{dm_T}{dm_{\text{п.д}}} = \frac{1+\alpha}{1+\beta} (\text{КВ} - 1), \quad (3.5)$$

где  $\alpha$  — отношение вероятностей радиационного захвата и деления;  $\beta$  — коэффициент размножения на быстрых нейтронах.

Интегральный КВ учитывает суммарный во времени итог всех ядерных реакций, сопровождающих процессы воспроиз-

водства, включая деление  $^{239}\text{Pu}$ , превращение его в более тяжелые изотопы и др. Учитывая длительное время пребывания топлива в активной зоне, в расчетах удобнее использовать интегральный КВ, например, в форме коэффициента накопления плутония  $k_n^* = z^*/\alpha$ . Количество делящихся изотопов  $\text{Pu}(z^*)$  и продуктов деления в 1 т выгружаемого топлива определяется по реальным данным изменения нуклидного состава в ходе выгорания физическими расчетами или по аппроксимационным зависимостям. При значительных глубинах выгорания происходит уменьшение  $k_n^*$ , причем обратно пропорционально количеству накапливаемых продуктов деления. В этот период вклад  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Pu}$  в энерговыделение в реакторе существенно возрастает. Коэффициент накопления в конце кампании будет зависеть также от исходного обогащения топлива. Так, при  $x_n = 2\%$  и  $\alpha = 20 \div 22$  кг/т достигаются значения  $k_n = 0,44 \div 0,46$ , в то время как при  $x = 3,0\%$  и  $\alpha = 30 \div 32$  кг/т имеем  $k_n = 0,38 \div 0,40$ . В [90] рекомендуется простая формула для расчета количества накопленного плутония, учитывающая мощность (брутто) станции  $N^{\text{бр}}$ ; эффективную кампанию  $T_{\text{эф}}$  и КПД станции  $\eta^{\text{бр}}$ :

$$G_{\text{Pu}} = K_n^* k T_{\text{эф}} N^{\text{бр}} / \eta^{\text{бр}}. \quad (3.6)$$

Величина  $k$  в (3.6) определяет удельный расход делящегося топлива на выработанную реактором единицу тепла.

На величины КВ и  $\text{КВ}_{\Sigma}$  действующего реактора влияют различные факторы: водо-урановое отношение, характер расположения кассет при перегрузках топлива, частота перегрузок, средняя температура теплоносителя и др. В большинстве случаев в ВВЭР достижение максимального значения КВ не является единственным критерием его совершенства, так как существуют другие, подчас противоречивые показатели и эксплуатационные факторы (см. § 2.2). Например, на стратегию перегрузок накладывают ограничения, связанные с требованием достаточной равномерности поля тепловыделений. Эти ограничения снижают значение КВ, так как при выравнивании

Таблица 3.1. К определению темпов выгорания  $^{235}\text{U}$  и воспроизводства  $^{239}\text{Pu}$  и глубине

| Водо-урановое отношение | Шаг решетки, см | $\rho_{235}\text{U}/$ |  |
|-------------------------|-----------------|-----------------------|--|
|                         |                 | Глубина               |  |
|                         |                 | 8                     |  |
| 2,72                    | 1,45            | 2,25/0,25/0,02        |  |
| 2,43                    | 1,40            | 2,25/0,26/0,03        |  |
| 2,158                   | 1,35            | 2,25/0,275/0,03       |  |

тепловыделений повышается утечка нейтронов из активной зоны в отражатели.

При всех эксплуатационных режимах водо-урановое отношение должно находиться в зоне ниспадающей ветви кривой  $K_{\text{эф}} = f(V_{\text{в}}/V_{\text{у}})$ , чтобы обеспечивалась надежная защита от разгона реактора на всех режимах, включая разогрев активной зоны.

Зависимости темпов выгорания  $^{235}\text{U}$  и накопления изотопов  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Pu}$  в зависимости от выбранного шага решетки (водо-уранового отношения) для разных глубин выгорания представлены по расчетным данным ИАЭ в табл. 3.1.

В ИАЭ проведены также расчеты изменения нуклидного состава топлива различного обогащения в ходе выгорания в решетках ВВЭР. Результаты представлены на рис. 3.2 и 3.3. На рис. 3.2 построены также кривые суммарного накопления  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Pu}$ . По этим кривым на рис. 3.3 получены зависимости интегрального коэффициента накопления  $\text{Pu}$  от начала топливного цикла. Эти зависимости можно выразить в удобной для расчетов аналитической форме, применив более точную, чем при использовании (3.3) и (3.4), аппроксимацию. В качестве исходных могут служить точные расчетные данные, приведенные в табл. 3.2. Так, в диапазоне реальных обогащений  $x_0$  (до 4,5—5%) коэффициент суммарного накопления изотопов  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Pu}$  при выгорании  $\sigma_{\text{шл}}$  составит:

$$K_{\text{ш}}^* = \frac{\sigma_{\text{Pu}}}{\sigma_{\text{шл}}} = \frac{5,45 + 0,4x_0}{\sigma_{\text{шл}}} [1 - \exp(-0,1\sigma_{\text{шл}})]. \quad (3.7)$$

Сопоставление результатов, получаемых по (3.7), на рис. 3.3 и в табл. 3.2 показывает на хорошую их сходимость (расходимость в пределах 0,5%). Таким образом, формула (3.7) вполне может быть рекомендована для приближенной оценки наработки плутония в отработавшем выгружаемом топливе.

**Учет фактора времени.** Необходимым элементом технико-экономических расчетов в ядерной энергетике является приведение разновременных затрат за длительный период службы АЭС к единому сроку [44, 110, 120].

**и  $^{241}\text{Pu}$  при известных водо-урановом отношении решетки активной зоны, ее шаге выгорания**

$\rho_{^{239}\text{Pu}}/\rho_{^{241}\text{Pu}}$ , %

выгорания, МВт·сут/кг

|  | 20                                                | 40                                                | 60                                                 |
|--|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
|  | 1,35/0,35/0,06<br>1,33/0,38/0,07<br>1,3/0,40/0,07 | 0,45/0,35/0,11<br>0,5/0,40/0,13<br>0,5/0,425/0,14 | 0,08/0,33/0,125<br>0,1/0,38/0,14<br>0,11/0,40/0,15 |

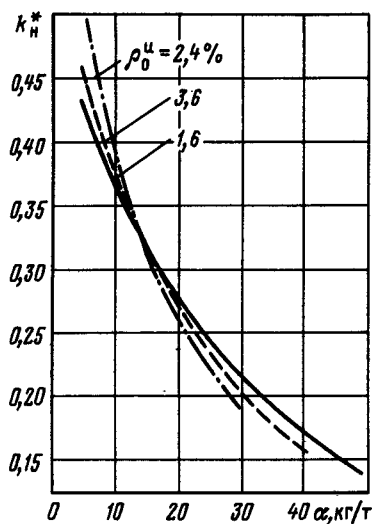


Рис. 3.3. Зависимость интегрального коэффициента наработки от степени выгорания топлива  $\alpha$

В ИАЭ разработана методика дисконтирования топливных издержек и затрат за полный срок службы АЭС  $T_{сл}$  на основе экспоненциального разложения [110]:

$$3_t = \sum_{T_0}^{T_0 + T_{сл}} 3_{tr} \frac{1}{(1+E)^t} = \sum_{T_0}^{T_0 + T_{сл}} 3_{tr} e^{-E \cdot t}. \quad (3.8)$$

Замена обычного временного ряда [в левой части в (3.8)] экспоненциальным ( $E^* = 0,1$ ) существенно расширяет возможности анализа экономико-математических моделей затрат в АЭС (см. § 3.2) при сохранении корректности вычислений (при  $E = 0,1$ ;  $E^* = 0,0953$ ).

В настоящее время в технико-экономических расчетах в энергетике принято  $E = p = 0,1$ . Такое приравнивание нормативов дисконтирования и приведения единовременных капитальных затрат к текущим (предложенное проф. Я. В. Шевелевым и другими учеными), позволяет снять проблему разнесения топливных затрат на постоянную и переменную компоненты (см., например, [110] и другие работы ИАЭ). В таком случае топливные затраты за весь срок службы (в том числе и за время работы первой топливной загрузки реактора) списываются на общую (интегральную) выработку электроэнергии.

Метод дисконтирования имеет и обратную во времени силу, если в нижнем пределе суммы в (3.8) заменить  $T_0$  на  $T_{т.ц.}$ . В этом случае можно учесть опережение затрат в топливном цикле, предшествующих затратам в первую загрузку, на время переработки, транспортирования, хранения, накопления партий отработавшего или вновь фабрикуемого топлива и т. д. [110].

Таблица 3.2. Расчетный нуклидный состав топлива, выгружаемого из

| Момент выгрузки топлива            | Начальное обогащение $^{235}\text{U}$ , % | Содержание шлаков, кг/т | Состав топ       |                  |  |
|------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------|------------------|------------------|--|
|                                    |                                           |                         | $^{235}\text{U}$ | $^{236}\text{U}$ |  |
| После первой загрузки              | 2,0                                       | 1,51                    | 8,78             | 1,87             |  |
| После второй загрузки              | 3,0                                       | 29,0                    | 8,6              | 3,33             |  |
| После третьей загрузки             | 4,4                                       | 41,6                    | 12,4             | 4,98             |  |
| После работы в стационарном режиме | 4,4                                       | 41,6                    | 12,4             | 4,98             |  |

Опережающие на число лет  $t$  затраты при приведении их к году  $T_0$  (обычно году энергетического пуска) учитываются с положительным дисконтом:

$$(1 + E)^t = e^{Et}. \quad (3.9)$$

На основе такого подхода выполнены иллюстративные расчеты влияния временной динамики стоимостных и режимных фактов на полные топливные затраты на АЭС с ВВЭР в течение всего нормативного срока службы. При этом затраты дисконтировались к году  $T_0$  энергетического пуска блока. Текущие издержки можно выразить формулой

$$c = \Pi_{\text{я}} \frac{Q_0 T_{\text{эф}}}{24 B \eta_{\text{АЭС}}},$$

где  $\Pi_{\text{я}}(t)$  — расчетная цена ядерного топлива, принимаемая как возрастающая функция времени, руб/кг  $\text{UO}_2$ ;  $T_{\text{эф}}(t)$  — эффективная годовая кампания, уменьшающаяся с течением срока службы энергоблока АЭС, ч/год;  $Q_0$  — номинальная тепловая мощность реактора, МВт (тепл.);  $B$  — глубина выгорания топлива, МВт·сут/кг;  $\eta_{\text{АЭС}}$  — средний КПД энергоблока АЭС, отн.ед.

Для удобства анализа выразим вероятные зависимости  $\Pi_{\text{я}}(t)$  и  $T_{\text{эф}}(t)$  в аппроксимированном экспоненциальном виде:

$$\Pi_{\text{я}}(t) = \Pi_{\text{я}0} e^{\beta t}, \quad \beta = \ln(\Delta \Pi_{\text{я}} + 1); \quad (3.10)$$

$$T_{\text{эф}}(t) = T_{\text{эф}0} e^{\alpha t}, \quad \alpha = \ln(\Delta T_{\text{эф}} + 1), \quad (3.11)$$

где  $\Delta \Pi_{\text{я}}$  и  $\Delta T_{\text{эф}}$  — относительные изменения цены ядерного топлива и эффективной годовой кампании за весь срок службы. Тогда топливная компонента полных затрат может быть представлена в виде

**активной зоны реактора ВВЭР-1000 при трех перегрузках за кампанию**

лива, кг/т

|  | <sup>238</sup> U | <sup>239</sup> Pu | <sup>240</sup> Pu | <sup>241</sup> Pu | <sup>237</sup> Np | <sup>242</sup> Pu |
|--|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|  | 967              | 4,49              | 1,46              | 0,41              | 0,223             | 0,166             |
|  | 949              | 5,29              | 2,12              | 1,53              | 0,393             | 0,524             |
|  | 929              | 6,20              | 2,22              | 1,96              | 0,719             | 0,692             |
|  | 929              | 6,20              | 2,20              | 1,96              | 2,719             | 0,692             |

$$3_{\text{топл}} = \int_0^{T_{\text{сл}}} \frac{C_{\text{я}0} Q_0 T_{\text{эф}0}}{24 B \eta_{\text{АЭС}}} e^{(-E + \beta + \alpha)t} \rightarrow \frac{c_0 (e^{(-E + \beta + \alpha)T_{\text{сл}}} - 1)}{(-E + \beta + \alpha)} \rightarrow c_0 k_{\text{д}}. \quad (3.12)$$

Результаты расчетов интегрального коэффициента дисконтирования по (3.12) приведены в табл. 3.3. В связи с тем что сейчас принимаются меры по продлению срока службы ответственных элементов АЭС и ВВЭР (в первую очередь корпусов ВВЭР), в табл. 3.3 рассмотрены сроки службы, равные 30, 40, 50 годам.

Таким образом, даже для принятого ограниченного возможного диапазона темпов изменения  $C_{\text{я}}$  и  $T_{\text{эф}}$  изменение дисконтированных за весь срок службы текущих затрат может составить от  $-16,5$  до  $+23\%$  базового значения. Это свидетельствует о безусловной необходимости учета во времени названных факторов.

Таблица 3.3. Интегральный коэффициент дисконтирования полных топливных затрат за весь срок службы при различных воздействиях фактора времени

| Воздействие фактора времени                                                              | Срок службы энергоблока, годы |                  |                  |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|------------------|------------------|
|                                                                                          | 30                            | 40               | 50               |
| Снижение $T_{\text{эф}}$ при $C_{\text{я}} = \text{const}$ :<br>в 1,5 раза<br>в 2,0 раза | 8,498<br>7,921                | 8,949<br>8,446   | 9,192<br>8,757   |
| Рост $C_{\text{я}}$ при $T_{\text{эф}} = \text{const}$ :<br>в 1,5 раза<br>в 2,0 раза     | 10,697<br>11,709              | 10,818<br>11,649 | 10,771<br>11,457 |
| Одинаковые темпы снижения $T_{\text{эф}}$ и роста $C_{\text{я}}$                         | 9,502                         | 9,817            | 9,932            |

Фактор времени учитывается в практике технико-экономических исследований за рубежом, например в США [121], где многие фирмы выбирают для расчетов средний (представительный) год эксплуатации. На рис. 3.4 представлены распространенность (повторяемость по годам эксплуатации, рис. 3.4, а) различных нагрузок  $\bar{N}$ , а также изменение во времени коэффициента нагрузки  $k_{\text{н}}$  и эффективной годовой кампании (рис. 3.4, б). Эти зависимости построены на основе обобщения опыта эксплуатации турбоагрегатов, введенных в эксплуатацию еще в довоенные годы в США в одной из систем с ярко выраженной базисной нагрузкой.

На рис. 3.4, а проведена также аппроксимационная кривая, построенная по предложенной экспоненциальной зависимости (при уменьшении  $T_{\text{эф}}$  в течение 30 лет в 3 раза). При наличии достаточно точных прогнозных данных по изменению  $T_{\text{эф}}$  на предстоящий срок службы зависимости типа (3.10) и (3.11)

Рис. 3.4. Динамика различных режимов нагрузки за фактический срок эксплуатации нескольких ТЭС (США): а — повторяемость ( $\Pi$ ) по диапазонам нагрузки; б — среднегодовая мощность  $N_{\text{ср}}$  и коэффициент нагрузки  $k_n$

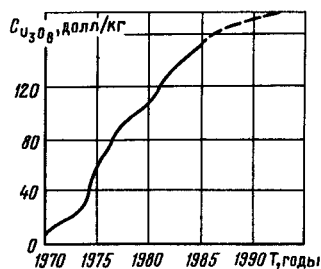


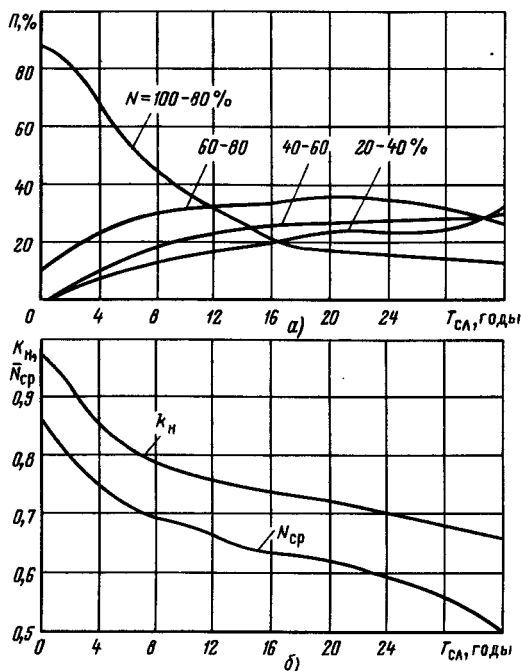
Рис. 3.5. Динамика стоимости  $U_3O_8$  по данным США (после 1985 г. даны прогнозируемые данные)

после некоторого усложнения могут давать более точные результаты.

Учет изменения стоимости ядерного топлива во времени обусловлен сложными, подчас противоречивыми факторами. Так, данные по изменению стоимости  $U_3O_8$ , являющейся хотя и не определяющей, но важной составляющей удельных затрат на топливо, показаны графически по данным [118] на рис. 3.5 (результаты после 1985 г. — по прогнозируемым данным). Многие прогнозы в связи с общим спадом в развитии ядерной энергетики в США и ряде стран Запада в последнее десятилетие не подтверждаются. Напротив, судя по ряду публикаций в зарубежной печати, цены на уран в последнее время снизились из-за «затоваривания» рынка. Тем не менее в более долговременных интервалах срока службы, по-видимому, можно ориентироваться на рост этих цен, начиная с 1985 г. со спадающим темпом [что хорошо описывается аппроксимационной зависимостью, аналогичной (3.10)].

**Расчеты тепловых схем АЭС.** При разработке оборудования АЭС, обосновании схемных решений, а также при выборе параметров и характеристик основных элементов электростанций необходимо базироваться на результатах достаточно точных и быстрых расчетов тепловых схем и циклов АЭС.

Отдельные приемы расчета тепловых схем на ЭВМ могут методологически совпадать с алгоритмом ручного счета. Вместе с тем здесь есть и ряд специфических различий. Наибольшая трудность связана с определением термодинамических и теплофизических свойств воды и водяного пара. Обычно





используют два разных подхода при описании свойств воды и водяного пара: по уравнениям состояния в зависимости от одной, двух или нескольких переменных и с помощью интерполяционных многочленов по узловым точкам таблиц, введенных в память ЭВМ.

Недостаток первого подхода — увеличение времени итерационного счета, если неизвестный параметр задан неявно.

При втором методе существует вероятность внесения определенной погрешности. При этом записываются последовательности узловых точек, лежащих на опорных изобарах. Чем «гуще» записаны в памяти машины узловые точки и чем чаще расположены смежные изобары, тем проще интерполяционный аппарат машины.

Так, в программе СЭИ СО АН СССР (первый вариант разработан в 1969 г.) в пределах опорной изобары ведется квадратичная интерполяция по трем смежным узловым точкам, между опорными изобарами так же проводится линейная интерполяция. К настоящему времени программа существенно модернизирована. Показатели расчета по последнему варианту программы достаточно высокие и позволяют применять ее для решения широкого класса задач. Так, параметры  $t$ ,  $v$ ,  $h$ ,  $s$  и  $x$  определяются в области, ограниченной изотермами 20 и 700° С и изобарами 3 кПа и 61 МПа с погрешностями не выше  $\Delta t = \pm 0,3^\circ \text{C}$ ;  $\Delta v = \pm 1\%$ ;  $\Delta h = \pm 1,2 \text{ кДж/кг}$ ;  $\Delta s = 0,002 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$ .

Применение аналитических методов исследования циклов и схем АЭС затрудняется в этом случае вероятностью появления существенных погрешностей при взятии производных вдоль аппроксимированных полиномами линий состояния.

В последние годы интенсивный процесс компьютеризации позволил на ЭВМ среднего класса с достаточными емкостями запоминающих устройств представлять свойства воды и водяного пара с помощью системы адаптированных уравнений с интерполяцией в тех случаях, когда параметр выражен в них неявно.

Для ЭВМ этого класса вполне приемлемы (по объему памяти, быстродействию и точности расчетов) упрощенные уравнения, например, разработанные в ВТИ [53, 97].

С целью подтверждения возможности их использования для оптимизационных расчетов в табл. 3.4 показаны погрешности, наблюдаемые в отдельных стадиях расчетов процессов расширения пара в турбине по уравнениям из [53, 97] в сравнении со значениями, полученными по точным таблицам теплотехнических свойств воды и водяного пара.

На рис. 3.6 представлена в качестве примера расчетная схема турбоустановки К-1000-60/1500-4, установленной на I блоке Балаковской АЭС (ВВЭР-1000). Здесь же приведены схемы потоков, соединяющих основные элементы. Видно, что подо-

Таблица 3.4. Относительные погрешности расчета параметров в характерных термодинамических процессах и состояниях по уравнениям ВТИ

| Характерные термодинамические состояния пара и процессы       | По уравнениям ВТИ $\delta_2$                          | По табличным данным $\delta_1$                   | Погрешность $\frac{\delta_1 - \delta_2}{x_1} 100, \%$ |
|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Слабоперегретый после ПГ<br>$p=6,0; t=315^\circ \text{C}$     | $h=2938,8$<br>$s=6,17$<br>$v=0,03816$                 | $h=2937$<br>$s=6,163$<br>$v=0,03813$             | $-0,06$<br>$-0,4$<br>$-0,0008$                        |
| Влажный после ПГ<br>$p=6,0; x=0,99$                           | $h=2768,8$<br>$s=5,8685$<br>$v=0,0321$                | $h=2767,6$<br>$s=5,859$<br>$v=0,032099$          | $-0,043$<br>$-0,0159$<br>$-0,000$                     |
| На выходе из ЦВД<br>$p=1,0; x=0,85$                           | $h=2437,45$<br>$s=5,9226$<br>$v=0,165$<br>$h=2508,45$ | $h=2474$<br>$s=5,915$<br>$v=0,165$<br>$h=2508,0$ | $+0,022$<br>$-0,065$<br>$0,0$<br>$-0,01797$           |
| На выходе из ЦВД<br>$p=1,0; s=6,0$                            | $h=2997,7$<br>$s=7,035$                               | $h=2997,6$<br>$s=7,028$                          | $-0,003$<br>$-0,00996$                                |
| После паропарового перегрева<br>$p=1,0; t=275^\circ \text{C}$ | $h=2739,14$<br>$s=7,0448$                             | $h=2739,6$<br>$s=7,0275$                         | $-0,016$<br>$-0,246$                                  |
| Перегретый после ЦСД<br>$p=0,3; t=140^\circ \text{C}$         | $h=2358,74$                                           | $h=2358,7$                                       | $-0,00169$                                            |
| В изэнтропном процессе<br>$p=0,03; s=7,0$                     | $h=2317,47$<br>$s=7,61$<br>$v=25,330$                 | $h=2318,85$<br>$s=7,605$<br>$v=25,330$           | $+0,05$<br>$-0,065$<br>$0,0$                          |
| На выходе<br>$p=0,005; x=0,9$                                 |                                                       |                                                  |                                                       |

Примечание. В таблице  $h$  — удельная энтальпия, кДж/кг;  $s$  — удельная энтропия, кДж/(кг·К);  $v$  — удельный объем, м<sup>3</sup>/кг;  $p$  — давление, МПа.

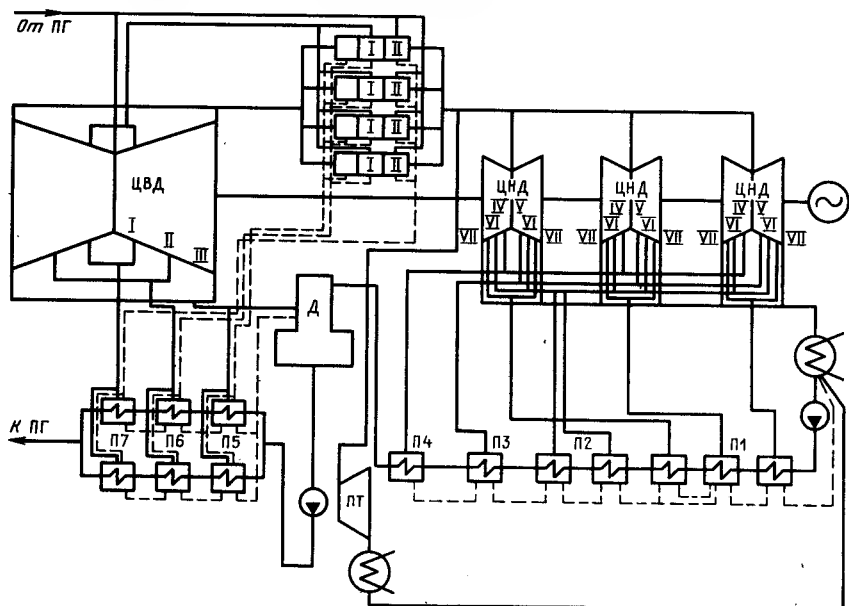


Рис. 3.6. Расчетная тепловая схема турбоустановки К-1000-60/1500-4 (I блок Балаковской АЭС)

греватели низкого давления  $П1$  и  $П2$  выполнены соответственно из трех и двух последовательно включенных ступеней.

Отборы для снижения потерь в послеотборных камерах выполнены с двойной симметрией: регенеративные потоки отбора  $IV$  организованы из «левых», а отбора  $V$  — из «правых» потоков каждого из трех ЦНД. В двухпоточные подогреватели высокого давления кроме пара регенеративных отборов сбрасываются: в  $П5$  — сепарат, в  $П6$  — конденсат первой ступени СПП, в  $П7$  — конденсат второй ступени СПП.

Эти особенности усложняют расчет тепловой схемы турбоустановки и должны учитываться в расчетном алгоритме.

Последние десятилетия различными организациями разработано очень много методов расчета тепловых схем, в том числе и тепловых схем АЭС. Эти методы подробно описаны в специальной литературе.

## 3.2. ПРИВЕДЕННЫЕ ЗАТРАТЫ И ИХ ФОРМАЛИЗАЦИЯ

**Соотнесение капитальных затрат и текущих расходов.** В общем случае, когда в разные моменты времени (годы)  $t_i$  произведены различные капитальные затраты  $k_i$  и выявлены текущие расходы  $c(t_i)$ , формула для полных затрат за весь срок службы, приведенных к моменту времени  $T_0$  (обычно к году энергетического пуска), может быть представлена в виде, аналогичном (3.8):

$$Z = \int_{-T_{т.ц.}}^{T_{пр.з.}} c(t_i) e^{-Et_i} dt_i + \int_{-T_{сл.}}^{T_{пр.з.}} k_i e^{-Et_i} dt_i. \quad (3.13)$$

Здесь в качестве характерных временных интервалов выбраны:  $-T_{т.ц.}$ , ...,  $T_0$  — период до года энергетического пуска  $T_0$ , когда могут наблюдаться опережающие во времени текущие расходы, связанные, например, с топливным циклом;  $T_0$ , ...,  $T_{сл.}$ , ...,  $T_{пр.з.}$  — расчетный период службы энергоблока с года  $T_0$ , включая период, необходимый для прекращения эксплуатации АЭС;  $t$  — число лет строительства АЭС до энергетического пуска. В первом и втором слагаемых  $t_i$  — целочисленный, порядковый номер года, начиная с года  $T_0$ , которому присваивается обычно нулевое значение.

Наиболее просто капитальные затраты записываются, когда имеют явно выраженный единовременный характер и не «растянуты» в течение срока службы станции. Напротив, учет этих затрат усложняется, если уже при проектировании планируются удлиненные сроки сооружения АЭС, замена отдельных крупных элементов (корпусов ПГ, аккумуляторов тепла и др.) и расходы на прекращение эксплуатации станции.

При современном поточном методе строительства сроки сооружения энергоблоков с ВВЭР удастся сократить до четырех-пяти (и менее) лет. Проанализируем в этом случае степень влияния дисконтирования во времени на уровень капитальных затрат на строительство энергоблока. При условии равных по годам строительства затрат это можно сделать с помощью интегрального коэффициента дисконтирования  $k_d$ . Определим его следующим образом. Если году энергетического пуска, принятого за первый год эксплуатации энергоблока, предшествуют  $t_c$  лет сооружения, то

$$k_d = \frac{1}{t_c} \int_{-t_c}^0 e^{-E(-t_c)} dt_c = (e^{-Et_c} - 1,0)/(Et_c).$$

Капитальные затраты в связи с учетом фактора «опережения» их во времени (как иногда называют, «замораживания») оцениваются при их приведении к году начала эксплуатации выше номинального значения и, строго говоря, должны в формуле приведенных затрат умножаться на  $k_d$ . Коэффициент  $k_d$  принимает значения при  $t_c = 1, \dots, 5$  лет соответственно 1,05; 1,107; 1,166; 1,23; 1,297.

Вместе с тем, анализ сметно-финансовых документов по сооружению ряда энергоблоков АЭС с ВВЭР показывает, что освоение капиталовложений в ходе строительства идет резко нарастающим темпом во времени (расширение фронта работ, установка дорогостоящего оборудования на завершающих этапах и т. д.). Для иллюстративного расчета примем параболический характер освоения капиталовложений при поточном строительстве АЭС при общем сроке  $t_c = 4$  года:  $k_1 = 5\%$ ;  $k_2 = 10\%$ ;  $k_3 = 30\%$ ;  $k_4 = 55\%$ . В таком случае

$$\begin{aligned} k_d &= 0,05e^{(-0,1)(-4)} + 0,10e^{(-0,1)(-3)} + 0,30e^{(-0,1)(-2)} + 0,55e^{(-0,1)(-1)} = \\ &= 0,05 \cdot 1,49 + 0,10 \cdot 1,35 + 0,30 \cdot 1,22 + 0,55 \cdot 1,105 = 1,117. \end{aligned}$$

Таким образом, влияние коэффициента дисконтирования при указанных условиях невелико, что позволяет в ряде задач принимать  $k_d = 1$ , т. е. считать, что все затраты на сооружение осваиваются в год энергетического пуска.

Когда возможны указанные выше допущения, а текущие ежегодные расходы  $c(t_i)$  принимаются равномерно распределенными по всему периоду работы блока, то общая формула полных приведенных затрат упрощается [110]. Полные затраты за весь срок службы энергоблока ( $T_{сл} = 30 \div 50$  лет и более), когда интегральный коэффициент дисконтирования при приведении затрат к году энергетического пуска  $k_d = 1/E$ , составят

$$Z = c/E + K. \quad (3.14)$$

Для тех задач, где отыскиваемые оптимальные технические решения, параметры и характеристики влияют на сроки строительства, следует пользоваться формулой (3.13) в общем виде.

С помощью метода дисконтирования можно учесть отсроченные затраты по прекращению эксплуатации АЭС, а также некоторые положительные ликвидные стоимости годного к использованию оборудования после завершения работы АЭС.

**Учет затрат на снятие с эксплуатации.** Важное значение при формализации целевой функции приведенных затрат имеет учет издержек на снятие с эксплуатации АЭС, отработавших нормативный срок. В этой связи определенный интерес представляет некоторый опыт, накопленный по прекращению эксплуатации АЭС наиболее развитыми странами Запада [84].

Так, в [84] анализируются методики расчета стоимости прекращения эксплуатации и формирования фондов для финансирования затрат.

В табл. 3.5 в качестве примера приведены данные по прекращению эксплуатации двух энергоустановок с PWR в США [84].

Таблица 3.5. Ядерные реакторы, находящиеся в различных стадиях прекращения эксплуатации (США)

| Название АЭС   | Электрическая мощность, МВт | Стадия              |           |                          | Этап прекращения эксплуатации            |
|----------------|-----------------------------|---------------------|-----------|--------------------------|------------------------------------------|
|                |                             | Начало эксплуатации | Остановка | Прекращение эксплуатации |                                          |
| «Индиан-Пойнт» | 257                         | 1962                | 1974      | —                        | 1-й этап — с 1980 г. безопасное хранение |
| «Шиппингпорт»  | 72                          | 1957                | 1982      | 1984—1988 (план)         | 3-й этап — демонтаж всей установки       |

Обычно выделяют три стадии в процессе снятия ядерной установки с эксплуатации. Первая стадия включает в себя консервацию установки при сохранении наблюдения за ней. Все трубопроводы и запорная арматура вблизи корпуса реактора блокируются и герметизируются, защитная оболочка находится в состоянии готовности, доступ внутрь ограничен и контролируется. Внутри и вне АЭС оценивается радиоактивная обстановка. До этой стадии или параллельно с ней проводят выгрузку ядерного топлива, удаление теплоносителя и некоторых легкоизвлекаемых радиоактивных материалов и устранение их с АЭС.

Вторая стадия включает в себя частичный демонтаж оборудования с консервацией его. Проводятся дезактивация и герметизация реакторного оборудования. Помещения, находящиеся в защитной оболочке, превращаются в промежуточные хранилища радиоактивных материалов.

Хотя первая и вторая стадии — самостоятельные стадии снятия с эксплуатации ядерных реакторов, они могут оказаться промежуточными фазами при переводе в третью стадию — демонтаж всей установки. При этом все конструкционные материалы, оборудование и узлы с радиоактивностью выше определенного уровня удаляются для захоронения. В этой стадии не требуется дальнейшего наблюдения, инспекции и проверок. По сути, третья стадия — это подготовка площадки АЭС для использования без каких-либо радиологических ограничений.

Таким образом, уже в период проектирования АЭС в стоимостной оценке затрат на прекращение эксплуатации возникает неопределенность, связанная, во-первых, с выбором способа, во-вторых, с динамикой стоимостных показателей за период предстоящей работы. Есть и некоторая неясность в методе фондообразования для проведения прекращения эксплуатации. Имеются три основных варианта образования фонда [84]: до начала эксплуатации АЭС, в процессе эксплуатационного срока службы, во время прекращения эксплуатации.

Второй вариант используется наиболее часто. При этом фонды кредитуются каждый год для создания в конце срока службы суммы, равной стоимости проведения прекращения эксплуатации (отрицательной стоимости спасенного имущества).

Стоимостные затраты на проведение снятия с эксплуатации АЭС по истечении срока их службы достигают в среднем 15—20% от затрат на их строительство.

Для предварительной оценки затрат на прекращение эксплуатации АЭС с ВВЭР можно рекомендовать сумму ежегодных равнодолевых отчислений от себестоимости с учетом их разновременности за весь предполагаемый срок службы.

Используем с этой целью общую формулу дисконтирования таких затрат с коэффициентом  $E$  (см. § 3.1 и [110]). Сумму отсроченных платежей в создание фонда на прекращение эксплуатации АЭС, приведенную к начальному году  $T_0$ , запишем в виде

$$3_{п.э}^* = \frac{3_{п.э}}{T_{сл}} \sum_{T_0}^{T_0 + T_{сл}} \frac{1}{(1+E)^t} = \frac{3_{п.э}}{T_{сл}} \int_{T_0}^{T_0 + T_{сл}} \exp(-E^* t) dt = k^* \frac{3_{п.э}}{ET_{сл}}. \quad (3.15)$$

При  $E=0,1$  и сроке службы  $T_{сл}=30$  лет замена в (3.15)  $E^*$  на  $E$  учитывается коэффициентом  $k^*=0,95$ .

Если не учитывать разновременность капитальных затрат, полагая, что при сооружении одного энергоблока основная доля затрат осуществляется единовременно в течение года, то общие капитальные затраты на сооружение и прекращение эксплуатации составят

$$Z_k = k_{\text{АЭС}} E + Z_{\text{п.э}} / (ET_{\text{сл}}).$$

Если допустить, что  $Z_{\text{п.э}}$  составляют в оценке по отношению к стоимости АЭС на начальный год эксплуатации 15—20%, то их приведенное значение с учетом общего дисконтирования отчислений за срок службы  $T_{\text{сл}}$  составит всего 5—6,5% дополнительно к этой стоимости.

**Дисконтирование капитальных затрат на сооружение и плановую замену отслужившего оборудования.** Учет разновременности ежегодных и равных капитальных вложений в период с начала строительства от  $T_{\text{н.с}}$  до  $T_0$  (5—6 лет) следует вести по второму слагаемому формулы (3.13):

$$Z_k = \sum_{i=-T_{\text{н.с}}}^{T_0} k_{\text{год } i} e^{-Et_i} = k_{\text{год } i} (e^{-E(-t_{\text{стр}})} + e^{-E(-t_{\text{стр}}+1)} + \dots + e^{-E0}) = \frac{k_{\text{год } i}}{Et_{\text{стр}}} (1 - e^{-Et_{\text{стр}}}). \quad (3.16)$$

Очевидно, что дисконтирование затрат в этом случае существенно изменяет сумму  $\sum_{t_{\text{стр}}} k_i$ . Однако, как отмечалось на практике, при поточном сооружении блочных АЭС общий срок сокращается обычно до 36—48 мес (и менее), а на последний год (год ввода) приходятся наибольшие капиталовложения.

В последнее время некоторые западные фирмы провели замену парогенераторного оборудования на АЭС с PWR, используя для извлечения корпусов ПГ специальные временные монтажные проемы в защитной оболочке с последующей их регерметизацией. Есть сведения о замене другого важного оборудования. Возможно, что при увеличении расчетного срока службы АЭС до 50 лет замена отдельных элементов будет планироваться на стадии проектирования. Для оценки разновременности затрат в этом случае следует применять дискретное дисконтирование. Допустим, например, что в связи с частыми теплосменами металла корпуса аккумуляторов питательной воды подлежат замене через 10 лет.

В таком случае затраты на замену пиковой пристройки с АПВ ( $Z_{\text{АПВ}}^*$ ), производимые через  $t_{\text{зам}} = 10$  лет, следует приводить к году пуска по формуле

$$Z_{\text{АПВ}} = Z_{\text{АПВ}}^* \left[ \frac{1}{(1+E)^{t_{\text{зам}}}} + \frac{1}{(1+E)^{2t_{\text{зам}}}} + \frac{1}{(1+E)^{3t_{\text{зам}}}} \right] = \frac{Z_{\text{АПВ}}^*}{E} \sum_{i=1}^3 (1 - e^{-Et_{\text{зам}} i}) \approx 1,5323 Z_{\text{АПВ}}^*. \quad (3.17)$$

Результат показывает необходимость учета дискретности капитальных затрат в течение всего срока службы.

В заданных временных интервалах периода сооружения  $T_c$ , года энергетического пуска  $T_0$  и периода службы  $T_{сл}$  год, к которому приводятся капитальные и эксплуатационные затраты, не влияет на соотношения между ними. Так, если  $c/k$  — фактическое заданное соотношение этих затрат, то можно показать, что с учетом дисконтирования к любому году:

$$\left. \begin{aligned} \frac{c/k_{д.экс}}{k \cdot k_{д.кап}} \neq f(T_{пр}) &= \text{const}; \\ \frac{k_{д.экс}}{k_{д.кап}} &= \frac{\frac{1}{\Delta T_{сл}} \int_0^{T_{сл}} e^{-ET_{сл}} dt}{\frac{1}{\Delta T_{сл}} \int_{-T_c}^0 e^{-ET_{сл}} dt} = \frac{\Delta T_c}{\Delta T_{сл}} \left( \frac{e^{-ET_{сл}} - e^{-ET_0}}{e^{-ET_0} - e^{-E(-T_c)}} \right)_{T_{пр}=T_0} = \\ &= \frac{\Delta T_c}{\Delta T_{сл}} \left( \frac{e^{-E(T_c - T_{пр})} - e^{-E(T_0 - T_{пр})}}{e^{-E(T_0 - T_{пр})} - e^{-E(T_c - T_{пр})}} \right)_{T_{пр}=T_{сл}} = \dots = \text{const}. \end{aligned} \right\} \quad (3.18)$$

Преобразования (3.18) показывают, что, несмотря на зависимость затрат от уровня дисконтирования, соотношение между составляющими остается постоянным. При технико-экономической оптимизации параметров выбор года приведения, таким образом, не скажется на получаемых результатах. Такой же вывод содержится в [44].

Безусловным требованием в расчетах, конечно, является приведение всех затрат по сопоставляемым вариантам к единому году. Выбор в качестве такого года  $T_0 = 0$  обусловлен обычно наибольшей определенностью исходной информации на этот период при проектировании.

Оптимизационные технико-экономические исследования по существу должны быть системными, т. е. учитывать основную совокупность связей между отыскиваемыми решениями и общей эффективностью системы совместно рассматриваемых энергетических объектов. В зависимости от уровня соподчиненности (иерархии) такой системой может быть энергоблок, АЭС, районная энергосистема или более крупное объединение. Если связи простираются за эти пределы, например, в смежные отрасли народного хозяйства, то исследуемую систему приходится расширять, а структуру приведенных затрат усложнять.

Сопоставимость конкурирующих вариантов в общем случае может обеспечиваться целым рядом условий: равным и заданным энергетическим эффектом, оптимальностью собственно сравниваемых вариантов, равным и заданным экологическим эффектом, надежностью электро- и теплоснабжения, приведением разновременных затрат в вариантах к единому периоду,



унификацией, подтверждаемой возможностями производственной базы и наличием трудовых ресурсов или учетом затрат на их развитие.

Многие из названных влияющих факторов достаточно подробно исследованы в специальной литературе, например [4, 16, 17, 49, 67, 75]. Некоторые из них дополнительно освещены далее.

### 3.3. МЕТОДЫ ПОИСКА НАИВЫГОДНЕЙШИХ РЕШЕНИЙ

В практике оптимизационных расчетов используется много различных методов. Их многообразие определяется, прежде всего, характером решаемых задач и соответственно этому тем или иным достоинством используемого метода. Пока, к сожалению, не существует универсальных методов, которые в равной степени могли бы оказаться пригодными для решения различных задач нелинейной оптимизации. В связи с этим решение каждой задачи требует индивидуального подхода, выбора соответствующего метода исследования, а правильность решения во многом зависит от опыта и навыков расчетчика.

По своему характеру задача может быть линейной и нелинейной, одномерной (с одной переменной) и многопараметрической, унимодальной (с одним экстремумом) и многоэкстремальной, одно- или многофакторной, с детерминированной или стохастической постановкой. В свою очередь, исследуемая функция может иметь выпуклый или невыпуклый характер.

Оптимизационные задачи в области теплоэнергетики, как правило, являются нелинейными, что сильно усложняет их решение, в особенности при наличии технических ограничений. В качестве ограничивающих условий могут выступать: накладываемые допустимые пределы изменения переменных; изломы функций; скачкообразные изменения целевой функции, обусловленные переходом на новые схемы; конструкционные решения; марки применяемых сталей; ограничения в виде равенств, накладываемые на переменные.

При числе независимых переменных более одной важное значение приобретает комплексное нахождение решения, связанное с определением глобального минимума (максимума) функции. Комплексным будем считать такое решение, когда оптимальное значение каждого параметра найдено при оптимальных значениях всех остальных. В отличие от комплексного частного решение соответствует оптимизации какого-либо параметра при произвольно принятых значениях всех остальных.

В самом общем случае задача оптимизации энергетического оборудования на стадии проектирования является многокри-

териальной. Проектируемое оборудование должно удовлетворять целому ряду требований, включая тепловую экономичность, пониженные уровни эксплуатационных издержек и капиталовложений, надежность, ремонтпригодность, безвредность для окружающей среды, удобство в обслуживании, эстетичность и т. п. В то же время если влияние каждого фактора удастся оценить количественно, например, в денежном выражении или в виде составляющих функции приведенных затрат, то осуществится переход к однокритериальным зависимостям. Принимая функцию приведенных затрат за единственный критерий, допускающий возможность учета основных требований к проектируемому оборудованию, рассмотрим различные пути нахождения ее минимальных значений.

В настоящее время большое число решений осуществляется в условиях использования вычислительной техники, что делает необходимым адаптацию различных методов к возможностям ее эффективного использования.

Принцип простого перебора или вариантный поиск осуществляется сравнением вариантов по критерию эффективности. Сюда же относится метод статистических испытаний (метод Монте-Карло), метод динамического программирования, сочетание и совместное использование других методов [52].

Наиболее эффективно работают эти методы в условиях дискретности исследуемых характеристик при ограниченном их числе. Основные достоинства численных методов заключаются в возможности использования табличного, справочного материала, результатов экспериментов, сложных конструкторских расчетов, дискретно изменяющихся величин и схемных решений. Для упорядочения таких расчетов вариантный выбор часто сочетается с определенной направленностью изменения принимаемых значений переменных. Так, если взять изменение основной функции и поделить его на соответствующее изменение варьируемого параметра, то по знаку (плюс или минус) полученного отношения можно определить направление дальнейшего изменения параметра, приводящее к желаемому изменению функции. Таким путем сокращается число рассчитываемых вариантов. При наличии значительного числа варьируемых переменных (более трех) достижение комплексного решения становится трудноосуществимым и основные достоинства этого метода теряются.

Значительно большие возможности для нахождения комплексных оптимизационных решений имеют методы направленного поиска.

К их числу относятся методы покоординатного спуска (Гаусса — Зейделя), релаксации, наискорейшего спуска, градиентный. Все они основаны на

определении приращенной функции цели в направлении ее убывания (возрастания) при конечных приращениях переменных. Так, для функции многих переменных определяется знак приращения каждой из переменных (в соответствии с требуемым направлением изменения критерия), даются произвольно принимаемые приращения переменных. Причем существенно важное значение имеет соотношение приращений переменных  $\Delta Z = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , определяющее результирующее направление перемещения. Это направление определяется вектором  $\Delta x = f(\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n)$ . В зависимости от того, какими принимаются эти соотношения и как осуществляются очередные шаги и различаются рассматриваемые методы. Из бесчисленного множества возможных направлений перемещения к оптимуму, соответствующих разным соотношениям  $\Delta x_i$ , существует единственное, при котором приращение функции имеет максимальное значение. Это направление совпадает с направлением вектора-градиента (антиградиента), и поэтому сам метод расчета называется градиентным. При заданном общем шаге  $h$ , принимаемом в расчетах произвольно, максимальное приращение функции достигается в том случае, если значения  $\Delta x_i$  принимать пропорциональными производной  $\partial Z / \partial x_i$ . Отсюда условие приращения функции в направлении вектора-градиента (антиградиента) записывается равенством

$$\Delta x_i = \pm h \frac{\partial Z}{\partial x_i}. \quad (3.19)$$

Знак плюс в этом равенстве принимается в случае отыскания максимума функции, а минус — при ее минимизации. В том случае, когда на варьируемые переменные накладываются ограничения в виде равенств, соответствующее уравнение принимает вид

$$\Delta x_i = \pm h \frac{\partial F}{\partial x_i}, \quad (3.20)$$

где  $F$  — функция Лагранжа, учитывающая уравнения связи с помощью неопределенных множителей. Методика нахождения этих множителей при изменении функции в направлении вектора-градиента в приложении к инженерным энергетическим задачам разработана и подробно изложена в [4, 6].

Возможности пошагового приближения градиентным методом к минимуму функции с большим числом переменных хорошо сочетаются с использованием ЭВМ. При этом после каждого шага определяется новое направление (значения  $\partial Z / \partial x_i$ ) и может корректироваться величина  $h$ . По мере приближения к оптимуму значения производных  $\partial Z / \partial x_i$  стремятся к нулю, значения приращений  $\Delta x$  и самой функции  $\Delta Z$  уменьшаются. Окончанием расчета может служить выполнение условия  $\Delta Z \leq \epsilon$  либо  $\sum (\Delta x_i)^2 \leq \epsilon$ , где  $\epsilon$  — наперед задаваемая малая величина, определяющая точность расчета конечного результата. Второе условие обычно используется в том случае, когда все параметры имеют одинаковую размерность либо представлены в нормализованном (безразмерном) виде. Полная автоматизация расчетов на ЭВМ позволяет сразу получать конечный результат оптимизации.

В то же время градиентные методы, несмотря на свою универсальность, обладают рядом недостатков, незнание и учет которых могут привести к получению неправильных результатов. К числу таких недостатков относятся:

методологическая сложность учета нелинейных ограничений. При наличии скачкообразных изменений функции расчет может остановиться на границе, и этот результат будет выдан за конечный. За пределами такого скачка может оказаться неисследованная область функции;

требование выпуклости исследуемой функции. При наличии нескольких экстремумов (многоэкстремальная функция) расчет заканчивается при достижении только одного из них. Попадание в тот или иной экстремум зависит от принятых исходных значений переменных в начале расчета.

В условиях подобных особенностей функций необходимо предварительно изучить их, используя другие методы, а также предусмотреть ряд дополнительных мер в программе расчета.

С позиции достижения комплексного решения более универсальным является аналитический метод, основанный на отыскании экстремумов функции с помощью ее первой производной. Такой аналитический метод, основанный на установлении непосредственных математических зависимостей целевой функции от параметров, дает возможность изучить влияние отдельных факторов, определить возможности допустимого упрощения расчетов, с меньшими затратами получить результаты при изменившихся условиях. Важным достоинством его является вероятное нахождение всех имеющихся экстремальных точек. Комплексная оптимизация параметров достигается решением системы уравнений:

$$\partial Z / \partial x_1 = 0; \partial Z / \partial x_2 = 0; \dots; \partial Z / \partial x_n = 0. \quad (3.21)$$

Соответствие получаемого решения в каждом отдельном уравнении максимуму или минимуму функции определяется знаком второй производной. При ее положительном значении достигается минимум, при отрицательном — максимум функции. Кажущаяся простота подобных решений часто вводит в заблуждение. Прежде чем воспользоваться таким методом, необходимо найти области рационального применения, исходя из которых определяется целесообразность применения его для конкретных технических задач. Прежде всего, необходимо, чтобы функция была дифференцируема, т. е. существовала и достаточно точно описывалась уравнениями и зависимостями ее первая производная по каждой из переменных. Трудности методического характера обусловлены иногда тем, что поставленная цель не совпадает с характером экстремума. Например, если необходимо определить минимум функции при наличии

только максимального экстремума, и наоборот. В этих случаях указанным методом нельзя получить правильного решения. В частности, при минимизации функций можно оперировать только выпуклыми функциями, т. е. такими, у которых вторая производная положительна.

Сюда же следует отнести и возникающие часто технические трудности, обусловленные необходимостью учета ограничений различного типа, а также решения системы, состоящей из большого числа нелинейных, как правило, трансцендентных уравнений.

Рассмотрим более подробно эти особенности. Наличие ограничений, связанных с изломом либо скачкообразным изменением функции, часто приводит к тому, что оптимальное решение оказывается на границе либо в точке экстремума, не являющейся абсолютным минимумом (максимумом) функции. Здесь необходимо отметить, что при учете ограничений условие оптимума может достигаться при нарушении уравнений (3.21), т. е. при  $\partial Z / \partial x_i \neq 0$ . Кроме того, зависимости (3.21) оказываются необходимыми, но еще недостаточными, так как следует дополнительно провести сопоставление абсолютных значений функции в точке экстремума и на границе ее непрерывного изменения и выбрать наилучшие решения.

Как правило, расчетные уравнения (3.21) задаются в неявном виде от искомой величины, что не позволяет решать систему путем исключения переменных соответствующей подстановкой их зависимостей. С этой целью часто используется трудоемкий и сложный графический способ. При числе независимых переменных более трех решение таким способом становится затруднительным и малоприменимым для практического использования. Более совершенным и оправданным в условиях использования ЭВМ является предложенный в СПИ пошаговый принцип расчета [7].

Поиск решения в этом случае достигается следующим образом. Вначале для каждого уравнения системы принимаются произвольные значения всех переменных, укладываемые в их допустимые пределы (исходный вариант). После этого отыскиваются частные оптимальные решения, т. е. для принятых условий решается каждое уравнение в отдельности. Полученные значения рассчитываемых величин берутся в качестве новых исходных данных для выполнения аналогичных расчетов следующего шага и т. д. По мере осуществления каждого шага будет достигаться приближение к комплексно-оптимальному решению. Критерием окончания расчетов может служить условие

$$\sqrt{\sum_{i=1}^n \left( \frac{x_i^B - x_i^A}{x_i^B} \right)^2} \leq \epsilon,$$

в котором  $x_i^A$ ,  $x_i^B$  — значения аргументов в начале и конце последнего шага.

Таким образом, степень приближения к комплексному решению регулируется задаваемой величиной  $\varepsilon$ .

Исследуемые установки АЭС, с одной стороны, представляют достаточно сложный комплекс взаимодействующих элементов, узлов и различных по своему характеру тепловых и физико-технических процессов. С другой стороны, АЭС как исследуемый объект является элементом топливно-энергетической и ядерно-физической систем, и ее функционирование причинно обусловлено большим числом взаимосвязей. При таком рассмотрении исследуемого объекта как элемента системы с различными иерархическими уровнями сформулировано понятие системного подхода [75].

Одной из особенностей такого подхода является большая размерность решаемых задач (число переменных и ограничений). Поэтому часто приходится сокращать размерность задачи, проводя эквивалентирование, агрегирование, либо разделять ее по линии наиболее слабых связей на части, осуществляя декомпозицию. Для эквивалентирования используются некоторые итерационные приемы, например с использованием метода Ньютона—Рафсона. Принцип агрегирования предполагает на основе анализа и ранжирования связей группы переменных замену их унифицированными значениями. В группу декомпозиционных методов входят методы возмущения, диакоптики и т. п. Выбору решения декомпозиции должны предшествовать изучение степени влияния связей и их ранжирование.

В рамках системных задач разработано немало интересных и оригинальных методов, однако их реализация с целью решения практических задач часто сильно затруднена. Это обусловлено значительной сложностью и громоздкостью получаемых моделей, отсутствием единой информационной базы, незавершенностью методологической отработки вопросов.

Проблема сложности в этом случае—не единственное препятствие. Не менее серьезным препятствием является и трудность учета неопределенной исходной информации. Такая информация может быть представлена каким-то законом распределения либо задана возможным диапазоном исходных данных. Последний случай представляет наибольшую сложность. В направлении разработки методов решения подобных задач сделаны определенные шаги [68].

Предложенная с этой целью методика «матрица — решение» достаточно устойчиво может работать только для отдельных объектов системы. Изучение же системы в целом таким путем становится чрезвычайно сложным.

В настоящее время одним из направлений совершенствования системного анализа является переход к имитационному

моделированию. Создание таких имитационных комплексов делает более гибкими программы, обеспечивая возможность адаптации их к изменяющимся условиям.

## Глава 4

# ВЫБОР СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГОБЛОКА

## 4.1. УЧЕТ ФАКТОРОВ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ

Увеличение единичных мощностей и усложнение структурных схем блоков АЭС, их многоцелевое назначение и повышение требований к маневренным характеристикам при работе в энергосистемах требуют совершенствования методов технико-экономических расчетов с учетом реально существующих факторов эксплуатации. Требования приведения сравниваемых вариантов при оптимизации схем и параметров многоцелевых АЭС к одинаковому энергетическому эффекту [11] включают наряду с другими и обеспечение заданной надежности энергоснабжения потребителей.

Отметим, что специфические особенности ВВЭР, связанные со снижением в течение кампании допустимого регулировочного диапазона и с вероятностью частичных отказов, приводящих к изменению уровня мощности, существенно усложняют задачу учета факторов надежности.

При этом различают функциональные и режимные отказы, причем обосновываются математические условия и степень неоднозначности этих типов отказов [56]. Так, при работе с неполной ( $k$ -й) нагрузкой  $N_k$  любой функциональный отказ, приводящий к снижению располагаемой (рабочей) мощности до аварийного уровня  $N_{ав} \geq N_k$ , не является режимным отказом и в течение некоторого промежутка времени не приводит к недовыработке энергии. Однако должны быть приняты меры для восстановления рабочей мощности до номинального уровня, так как по мере перехода к повышенным нагрузкам, когда  $N_{ав} < N_k$ , данный функциональный отказ перейдет также в разряд режимного отказа с недотпуском энергии.

Напротив, режимный отказ может произойти без предшествующего функционального отказа, например, в результате недостаточного запаса реактивности для компенсации эффектов отравления или неправильных действий персонала при маневрировании мощностью.

Анализ таких систем усложняется снижающейся у ВВЭР во времени топливного цикла маневренностью в связи с уменьшением запаса реактивности. Поэтому один и тот же функционально-режимный отказ, например, приводящий к мощности  $N_{ав}$ , в первой половине кампании сопровождается недовыработкой  $(N_k - N_{ав})\tau_v$  за время полного восстановления. Во второй половине кампании этот же отказ может привести к отравлению реактора, попаданию его в «иодную яму» и простою в нерабочем состоянии в течение времени  $\tau_{и.я} = 16 \div 20$  ч, необходимого для разотравления. Это время может значительно превышать требуемое время восстановления, а реальная недовыработка электроэнергии — теоретическую.

В этих случаях нарушается важный принцип независимости будущего состояния от прошедшего при известном настоящем состоянии, позволяющий использовать для анализа надежности теорию марковских процессов.

Методические положения оценки надежности реакторных установок, работающих в режиме переменной нагрузки, наиболее полно изложены в [56]. Здесь же впервые поставлена задача учета неоднозначности возможных последующих состояний ВВЭР в зависимости от предыдущих при рассматриваемом потоке отказов. Решение этой задачи полагают невозможным в рамках обычной марковской модели и рекомендуют полумарковскую модель, позволяющую учесть влияние предыстории событий. Однако математический аппарат и приемы для исследования такой модели сложны и не до конца разработаны. Поэтому рассмотрим методику сравнения надежности различных структурных схем АЭС с ВВЭР, позволяющую в рамках марковской модели учесть изменение маневренных свойств реактора в топливном цикле и работу по переменному графику нагрузки.

В разные периоды топливного цикла с различной вероятностью возможны следующие альтернативные события: прохождение минимальной (нулевой) нагрузки, вызванное частичным (полным) отказом; провал в иодную яму с продолжительностью вынужденного простоя, равной времени разотравления реактора.

В результате частичных отказов блок может иметь различные уровни мощности  $N_i (i=1, 2, \dots, I)$  (рис. 4.1) с вероятностью  $p_i(t)$ , меняющейся во времени (рис. 4.2). Эта вероятность определяется решением матричного дифференциального уравнения (Колмогорова — Чепмена):

$$\dot{P}(t) = P(t)A, \quad (4.1)$$

где  $\dot{P}(t)$  — вектор-столбец из элементов  $dp_1(t)/dt, dp_2(t)/dt, \dots$ ;  $P(t)$  — вектор-столбец из элементов  $p_1(t), p_2(t);$



$A$  — матрица интенсивностей переходов, элементы которой  $a_{im} = q_{im}$  при  $i \neq m$ ,  $a_{im} = -\sum q_{im}$  ( $q_{im}$  — интенсивности переходов между различными состояниями).

На рис. 4.1 приведена минимально допускаемая мощность ВВЭР ( $N_{\min}^{\text{доп}}$ ) в заключительной части топливного цикла  $0,6 \leq T_k < 1,0$ . По левой ординатной оси иллюстративно отложены (с упорядоченной по возрастанию индексацией) мощности  $\bar{N}_1, \dots, \bar{N}_{I-1}, \bar{N}_I$ , определяемые частичными отказами ( $\bar{N}_I = 1$  — отказа нет).

Интегральный годовой график нагрузки может задаваться определенным числом выбранных характерных ее уровней, один из которых — произвольный ( $N_k$ ) — также изображен на рис. 4.1. Каждому из указанных выше уровней мощности  $N_i$  и  $N_k$  соответствует время с начала кампании  $\tau_i$  и  $\tau_k$ , после которого снижение мощности блока ниже значений  $N_i$  и  $N_k$  приводит к отравлению реактора и попаданию в иодную яму.

На рис. 4.2 для иллюстрации приведены изменения математического ожидания вероятностей безотказной работы энергоблока заданной мощности с различными элементарными технологическими структурами (моно-, дубль- и полиблок) во времени. Как видно из рисунка, кривые  $p(\tau)$  выходят на стационарный уровень через 700—800 ч. Если это время соизмеримо с периодом, для которого определяются интегральные показатели надежности, решение должно вестись для нестационарного случая. В каждой из  $k$  зон годового графика нагрузок изменение математического ожидания дефицита мощности при переходе от одной структурной схемы к другой определится формулой

$$\Delta D_k(\tau) = \sum_{i=1}^I N_i \Delta p_i(\tau), \quad (4.2)$$

где  $\Delta p_i(\tau)$  — изменение мгновенной вероятности нагрузки  $N_i$  в сравниваемых схемах.

При постоянных во времени коэффициентах аварийности (стационарный случай) учесть снижающийся во времени топливного цикла минимально допустимый уровень нагрузки можно для заданной  $N_k$  ( $k$ -го режима) графика по уравнению

$$\Delta \bar{D}_k = \frac{1}{\tau_p} \sum_{j=1}^J \sum_{i=j}^I N_i \Delta p_i \Delta \tau_j, \quad (4.3)$$

где  $J$  — число уровней мощности  $N_i$ , для которых выполняется условие  $N_i \leq N_k$ ;  $\Delta \tau_j = \tau_j - \tau_{j-1}$  — отрезки времени, за которые величина  $N_{\min}^{\text{доп}}$  изменяется от  $\bar{N}_J$  до  $\bar{N}_{J-1}$ , причем  $\sum \Delta \tau_j = \tau_k$  (рис. 4.1).

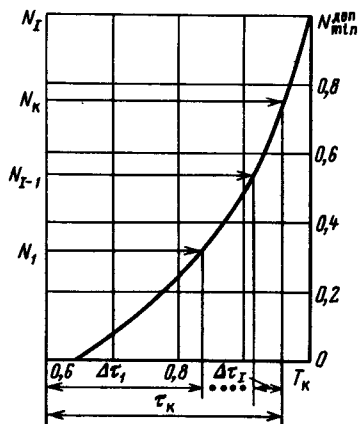


Рис. 4.1. Разбиение графика предельной маневренности ВВЭР во времени на характерные зоны при разноуровневых (по мощности) отказах:

$\bar{N}_k$  — ожидаемая по графику мощность;  $\bar{N}_{I-1}$  — мощность при отказах группы

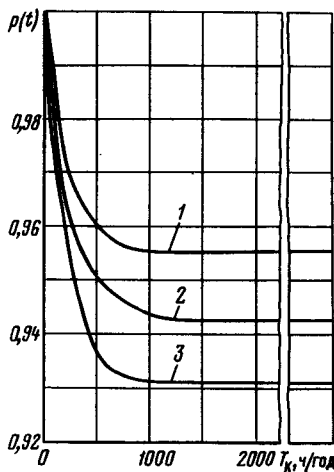


Рис. 4.2. Изменения функции готовности к работе от времени эксплуатации: 1 — моноблок; 2 дубль-блок; 3 полиблок

Формула (4.3) требует более подробных пояснений. Предполагается, что реактор в последней трети топливного цикла может попасть в иодную яму в результате аварийного снижения мощности ниже  $\bar{N}_{min}^{доп}$  из состояния с любым уровнем мощности по графику нагрузки  $\bar{N}_k$ . Причем при тех же прочих условиях вероятность такого события со временем увеличивается. Если время восстановления оборудования меньше времени, через которое пуск остается возможным, то происходит скачкообразное уменьшение математического ожидания располагаемой нагрузки.

Полагают также, что на участке кампании  $\Delta\tau_1$  возможны (допустимы) все «отказанные» уровни мощности ( $\bar{N}_1, \dots, \bar{N}_{J-1}, \bar{N}_J$ ), на последующем — все, кроме  $\bar{N}_1$ , и т. д. На участке цикла  $\Delta\tau_j$  возможны мощность  $\bar{N}_J$  (100%) и те уровни, которые превышают минимально допустимую мощность (если эти уровни имеются в структурной графе состояний). Формула (4.3), таким образом, позволяет учесть в первом приближении динамику допустимого регулировочного диапазона и график нагрузки. Для нестационарного решения можно провести уточнение по среднеинтегральному значению изменений коэффициентов аварийности:

$$\Delta \bar{D}_k = \frac{1}{\tau_p} \sum_{j=1}^J \sum_{i=j}^I N_i \int_{\Delta\tau_j} \Delta p_i(t) dt. \quad (4.4)$$

Используя свойство аддитивности графика нагрузки от величин, рассматриваемых по формуле (4.4), легко перейти к интегральной недовыработке за годовой период.

Однако в последующем расчеты показали невысокие (до 0,5%) различия результатов, получаемые по (4.3) и (4.4).

В качестве иллюстрации определим изменение ожидаемого дефицита энерговыработки при сравнении моно-, дубль- и полиблочной структуры.

Показатели отказов и восстановлений сравниваемых структур представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Показатели интенсивностей отказов и восстановлений для различных структурных схем

| Показатель                               | Моноблок            | Дубль-блок          | Полиблок          |
|------------------------------------------|---------------------|---------------------|-------------------|
| Интенсивность отказа $\lambda$ , 1/ч     | $2,1 \cdot 10^{-4}$ | $1,3 \cdot 10^{-4}$ | $9 \cdot 10^{-5}$ |
| Интенсивность восстановления $\mu$ , 1/ч | $4,4 \cdot 10^{-3}$ | $4,4 \cdot 10^{-3}$ | $5 \cdot 10^{-3}$ |

Вероятность состояний определялась в виде

$$p_i(t) = \sum_{m=1}^M A_{im} \exp(r_m t),$$

где  $M$  — число состояний;  $A_{im}$ ,  $r_m$  — коэффициенты, определяемые решением матричного дифференциального уравнения, составляемого для графа с заданным числом состояний (значения коэффициентов  $A_{im}$ ,  $r_m$  в результате расчетов для моно- и дубль-блочной структуры представлены в табл. 4.2).

Отметим, что за критерий оптимальности решений при рассмотрении схем и характеристик энергоустановок с различной обеспечиваемой надежностью выбирают обычно минимум приведенных затрат на заданное общее производство электроэнергии на основных и резервных энергоустановках. При этом [31] обобщающим показателем надежности является коэффициент обеспечения плановой выработки электроэнергии энергоблоком ( $\pi = 1 - \Delta\Xi$ ), который должен учитывать полные и частичные отказы и график нагрузки. Недовыработка за год при этом [31]:

$$\Delta\Xi = \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^k (N_k - N_i) p_k \tau_i,$$

где  $I$  — число полных и частичных отказов;  $N_i$  — мощность энергоблока в состоянии отказа  $i$ ;  $k$  — число уровней нагрузки (характеристик) по диспетчерскому графику нагрузки с вероятностью или относительной годовой длительностью  $p_k$ ;  $\tau_i$  — среднее время восстановления при отказе  $i$ .

Таблица 4.2. Значения коэффициентов  $A_{1m}$  и  $r_m$ 

| Структура и уровень мощности, % | Коэффициент | $m=1$                 | $m=2$                  | $m=3$                  |
|---------------------------------|-------------|-----------------------|------------------------|------------------------|
| Моноблок:                       |             |                       |                        |                        |
| —                               | $r_m$       | 0                     | $-4,61 \cdot 10^{-3}$  | 0                      |
| 0                               | $A_{1m}$    | $4,555 \cdot 10^{-2}$ | $-4,555 \cdot 10^{-2}$ | 0                      |
| 100                             | $A_{2m}$    | $9,544 \cdot 10^{-1}$ | $4,555 \cdot 10^{-2}$  | 0                      |
| Дубль-блок:                     |             |                       |                        |                        |
| —                               | $r_m$       | 0                     | $-4,53 \cdot 10^{-3}$  | $-9,06 \cdot 10^{-3}$  |
| 0                               | $A_{1m}$    | $8,235 \cdot 10^{-4}$ | $-1,647 \cdot 10^{-3}$ | $8,235 \cdot 10^{-4}$  |
| 50                              | $A_{2m}$    | $5,574 \cdot 10^{-2}$ | $-5,410 \cdot 10^{-2}$ | $-1,647 \cdot 10^{-3}$ |
| 100                             | $A_{3m}$    | $9,734 \cdot 10^{-1}$ | $5,575 \cdot 10^{-2}$  | $8,235 \cdot 10^{-4}$  |

Таким образом, детальный учет надежности помимо указанных выше факторов требует задания структуры и хронологии отказов в течение топливного цикла.

В практических расчетах можно ограничиться усредненным за год или более длительный период двух- или трехуровневым графиком с заданной продолжительностью поддержания нагрузки и равномерно распределенной во времени вероятностью отказов любого типа.

В последнее время нередко в инженерной практике встречается убеждение, что экспоненциальное распределение времени безотказной работы (марковская модель надежности) недостаточно точно для реальных сложных систем (каковой является, например, энергетический блок АЭС). Вместе с тем существует и возражение, заключающееся в том, что в таких системах содержится несколько классов устойчивых состояний [56] и соответствующее распределение может являться суммой экспонент.

Приведенный выше (в рамках марковской модели исследования надежности) метод учета зависимости маневренности и надежности реактора ВВЭР от момента кампании и заданных режимных условий апробирован на примере моно- или дубль-блочной структуры турбинной части энергоблока. В качестве критерия при оценке надежности выбран коэффициент обеспечения плановой выработки электроэнергии энергоблоком.

Для оценки влияния числа турбин на изменение годовой недовыработки энергии блоком из-за их отказа необходимо учитывать: во-первых, реальные форсировочные возможности одной остающейся в работе турбины при выпадении другой (рис. 4.3, а, б); во-вторых, различие завершающих периодов топливных циклов ВВЭР, когда отказ турбины в моно- или дубль-блоке приводит к остановке реактора из-за отравления, переводу его в подкритическое состояние и попаданию в иодную яму (периоды  $\tau_m^*$  и  $\tau_d^*$  соответственно, рис. 4.4); в-третьих, различие в недоотпуске тепла через нерегулируемые отборы в аварийных ситуациях в этих схемах.

На рис. 4.4 видно, что при схеме с дубль-блоком время  $\tau_d^*$  (особенно с учетом возможности быстрой форсировки при аварии оставшейся в работе

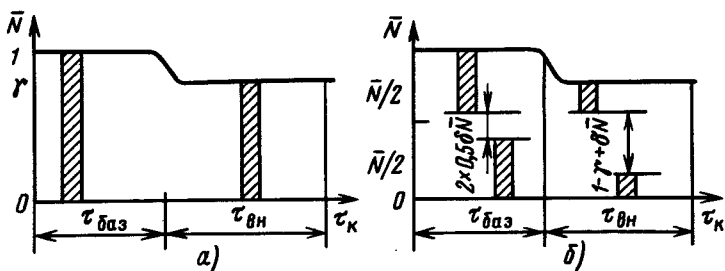


Рис. 4.3. Оценка недовыработки энергии АЭС с ВВЭР из-за отказов в базовой и выпиковой частях графика турбин с моно- и дубль-блоками:  
 а — моноблок; б — дубль-блок (две турбины с форсировочной способностью  $\delta N$  каждая);  
 ▨ — недовыработка энергии при отказах турбин

турбины) для рассматриваемого реактора при исходных его характеристиках маневренности существенно меньше этого времени для схемы с моноблоком. Поэтому при одинаковых показателях надежности для моно- и дубль-блока аварийный недоотпуск энергии из-за выхода из строя турбины моноблока следует оценивать исходя из отсутствия компенсационных возможностей и внутреннего «вращающегося» резерва из большей вероятности попадания реактора в йодную яму в конце кампании (по сравнению с дубль-блоком), а также связанных с этим среднего времени простоя в йодной яме  $\tau_{н.я}$  и допустимой низкой скорости последующего нагружения реактора  $\alpha_m$  (рис. 4.5) в схеме с моноблоком.

Как правило, время восстановления турбины меньше, чем длительность простоя реактора при попадании в йодную яму (от 16 до 25 ч).

По мнению специалистов ПОАТ ХТЗ и по некоторой имеющейся ограниченной статистике, турбины широко освоенного диапазона мощностей в эксплуатации примерно равнонадежны. Предполагается, что проектируемые турбины для более мощных моноблоков будут выполняться тихоходными. При этом показатели их надежности будут во всяком случае не ниже.

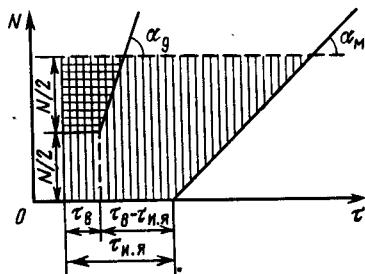
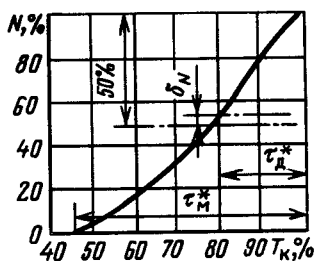


Рис. 4.4. К сравнению вероятности попадания реактора в йодную яму из-за отказов в турбинной части при моно- и дубль-блочной структуре

Рис. 4.5. Недовыработка энергии энергоблоком АЭС с ВВЭР при следующих допустимых средних скоростях нагружения реактора:  
 $\alpha_d$  — с мощности примерно равной 50%  $Q_{ном}$ ;  $\alpha_m$  — после простоя реактора в йодной яме

Современные влажнопаровые турбины работают с запасом по пропускной способности выходных сечений, что, по-видимому, позволит реализовать их форсирование одним из обычных в традиционной энергетике методов, например байпасированием или отключением ПВД.

Следует учитывать также, что в практике эксплуатации турбин еще часты случаи вынужденных частичных разгрузок (а не полных остановок) из-за неполадок в сепараторах-пароперегревателях, аварийного засорения конденсаторов и др. В этих ситуациях требуемая разгрузка дубль-блока примерно вдвое меньше, а вероятность бездефицитного выполнения графика нагрузки больше.

Определенное влияние на снижение аварийности элементов реакторно-парогенераторного контура оказывает также более низкий уровень термических напряжений, возникающих в ответственных элементах реакторной установки (особенно в системе компенсации объема) при аварийной разгрузке блока на половинный диапазон. Точная оценка этого фактора весьма затруднительна и должна проводиться с учетом изменения долговечности этих элементов. Отметим, что в [94] уже приводилась методика сравнения аварийного годового недоотпуска энергии АЭС с одной и двумя турбинами на один блок, проиллюстрированная на примере одноконтурной АЭС. Эта методика основана на следующих комплексных показателях надежности: отношениях средневероятных интенсивностей ремонтного восстановления и интенсивностей аварийных отказов реакторного оборудования  $\rho_p$ , турбины моноблока  $\rho_m$  и турбины дубль-блока  $\rho_d$ . Отдельно учтено отношение интенсивности восстановления турбины в варианте с дубль-блоком к интенсивности отказов реакторной установки  $\rho_{d.p.}$ . Характерно, что при равенстве показателей надежности турбин при полной и половинной мощностях блока  $\rho_m = \rho_d$  и заданной надежности реактора аварийный недоотпуск энергии при таком подходе в обоих случаях одинаков. При этом в силу ориентации методики на одноконтурные АЭС не учитываются названные выше специфические условия работы энергоблоков с ВВЭР.

Снижение недовыработки энергии дубль-блоком из-за аварийности турбин определим сначала с учетом только воздействия возможной форсировки на величину  $\delta N$  остающейся в работе турбины.

Такая ситуация может произойти как в базовой части графика, так и во внепиковой части в периоды пониженной нагрузки длительностью  $\tau_{вн}$ . Для обоих случаев, с учетом удвоенной вероятности отказа турбин при работе по схеме с дубль-блоком (в сравнении с отказом турбины моноблока), заданных временных интервалов  $\tau_6$  и  $\tau_{вн}$  и возможности повышенной мощности остающейся в работе турбины, по аналогии с [94] получим снижение недовыработки энергии

при работе по схеме с дубль-блоком в сравнении с работой моноблока в базовой  $\Delta E_6$  и внепиковой ( $\Delta E_{\text{вн}}$ ) частях графика:

$$\overline{\Delta E_6} = \frac{1+2\rho \cdot 0,5(1+\delta N)}{(1+\rho)^2} - \frac{1}{1+\rho} = \frac{\rho \delta N}{(1+\rho)^2}; \quad (4.5)$$

$$\overline{\Delta E_{\text{вн}}} = \frac{1+2\rho \cdot 0,5(1+\delta N+1-\gamma)}{(1+\rho)^2} - \frac{1}{1+\rho} = \frac{\rho(1-\gamma+\delta N)}{1+\rho};$$

$$\overline{\Delta E_6} + \overline{\Delta E_{\text{вн}}} = \frac{\rho}{(1+\rho)^2} \left[ \delta N_{\Phi} \frac{\tau_6}{\tau_p} + (1-\gamma+\delta N) \frac{\tau_{\text{вн}}}{\tau_p} \right], \quad (4.6)$$

где  $\rho = \rho_d = \rho_m$  — отношения интенсивностей отказов  $\lambda$  и восстановлений  $\mu$  по турбинам, принятые равными для дубль-блока  $\rho_d$  и для моноблока  $\rho_m$ .

Комплексный показатель надежности  $\rho$  оказывает существенное влияние на недовыработку энергии как в базовой части графика (рис. 4.6), так и во внепиковой зоне.

Расчеты показывают также влияние на вероятный выигрыш схемы с дубль-блоком при отпуске энергии  $\overline{\Delta E_6}$  и  $\overline{\Delta E_{\text{вн}}}$  следующих величин:  $\delta N$  в период  $\tau_6$  (рис. 4.3, б) и  $\gamma$  во внепиковой части в период  $\tau_{\text{вн}}$  (рис. 4.4).

При  $\delta N=0$  и  $\gamma=1$  имеем  $\rho_d = \rho_m$ , т. е. аварийная недовыработка для обоих типов блоков одинакова.

Распределение отказов турбин в течение одного топливного цикла в расчетах принято равномерным, а вероятность выпадения турбин в дубль-блоке удвоенной. Ожидаемое снижение недовыработки дубль-блоком по условиям реактора определяется в таком случае по формуле

$$\overline{\Delta E} = \lambda_{\tau} \left\{ \left( \tau_{\text{н.я}} + \frac{1}{2} \alpha_p \right) \left( \frac{\tau_m - 2\tau_d}{\tau_p} \right) + \frac{1}{2} \left[ \frac{1}{\alpha_m} \left( 1 - \frac{\tau_m}{\tau_p} \right) - \frac{1}{\alpha_d} \left( 1 - \frac{\tau_d}{\tau_p} \right) \right] \right\},$$

где  $\lambda_{\tau}$  — интенсивность полных отказов в турбинной части, вызывающих остановку реакторной установки,  $\text{ч}^{-1}$ ;  $\tau_{\text{н.я}}$  — средневероятностная продолжительность простоя реактора при попадании в иодную яму, ч;  $\alpha_m$ ,  $\alpha_d$  — допустимая скорость нагружения реактора после простоя в отравленном состоянии от половинной до полной нагрузки соответственно,  $\text{ч}^{-1}$ .

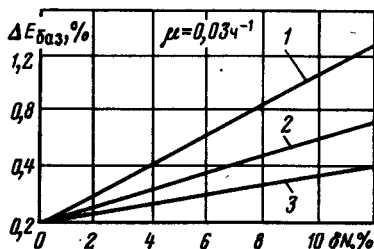


Рис. 4.6. Сравнение снижения недовыработки энергии АЭС с ВВЭР при дубль-блочной структуре в базовой части графика и при моноблочной структуре при разной форсировочной возможности каждой из турбин и при различных показателях надежности:

1 —  $\rho = 0,033$ ,  $\lambda_{\tau}^* = \lambda_{\tau}^d = 10^{-3} \text{ ч}^{-1}$ ; 2 —  $\rho = 0,066$ ,  $\lambda_{\tau} = 2 \cdot 10^{-3} \text{ ч}^{-1}$ ; 3 —  $\rho = 0,133$ ,  $\lambda_{\tau} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ ч}^{-1}$

Лимитируемые этими значениями средние скорости нагружения турбин при нормальном пуске: для полного диапазона нагрузок (0—100%, моноблок) —  $1,2 \cdot 0,5 + 3 \cdot 0,226 \cdot 0,3 = 3,0 \text{ ч}^{-1}$ ; для диапазона 50—100% (дубль-блок) —  $(3 \cdot 0,2 + 6 \cdot 0,03)/0,5 = 4,8 \text{ ч}^{-1}$ .

Принцип определения недовыработки энергии блоком при единичном отказе турбин на время их восстановления  $\tau_v$  или остановки всего блока на время  $\tau_{н.я}$  с учетом названных факторов представлен на рис. 4.5. Результаты расчетов представлены в табл. 4.3.

Таблица 4.3. Снижение недовыработки от использования двух турбин в блоке АЭС с ВВЭР

| Интенсивность отказов турбин $\lambda_{т,} \text{ ч}^{-1}$ | Снижение недовыработки, %                                                                  |                                  |                                  |                                                                 |
|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
|                                                            | из-за ненадежности только турбин, при эффективной годовой кампании $T_{эф}, \text{ ч/год}$ |                                  |                                  | из-за простоев реактора в иодной яме по причинам отказов турбин |
|                                                            | 7000<br>( $\bar{N}_{вн}^* = 1$ )                                                           | 6300<br>( $\bar{N}_{вн} = 0,8$ ) | 5900<br>( $\bar{N}_{вн} = 0,7$ ) |                                                                 |
| $1 \cdot 10^{-3}$<br>(при $k_r = 96,8\%$ )                 | 0,309                                                                                      | 0,6                              | 0,769                            | 0,215                                                           |
| $2 \cdot 10^{-3}$<br>(при $k_r = 93,8\%$ )                 | 0,58                                                                                       | 1,16                             | 1,45                             | 0,43                                                            |

Примечание.  $\bar{N}_{вн}$  — относительные нагрузки внепиковой части графиков.

Таким образом, суммарное изменение недовыработки энергии может составлять в диапазоне принятых исходных данных от 0,5 до 1,8%. Влияние фактора структурной надежности энергоблока даже по минимальной оценке (при наибольшем коэффициенте готовности турбин  $k_r = 96,8\%$ ) оказывается весьма существенным. Системный эффект при этом определяется экономией приведенных затрат на выработку энергии основным блоком АЭС ( $з_{АЭС}$ ) в сравнении с альтернативным вводом аварийного резерва (на ГАЭС, ГЭС и др.):

$$\Delta z = \overline{\Delta E} N_{ном} T_{эф} (z_{пик} - z_{АЭС}) T_{эф} / \tau_p,$$

где  $z_{пик}$  — приведенные затраты на выработку пиковой энергии, руб/(МВт · ч);  $T_{эф}/\tau_p$  — множитель, численно равный относительной среднегодовой нагрузке, учитывающей долю фактического годового недоотпуска энергии при работе блока с недогрузкой. В расчетах принято  $z_{пик} = 35 \text{ руб/(МВт · ч)}$  и  $z_{АЭС} = 9 \div 10 \text{ руб/(МВт · ч)}$ .



Таблица 4.4. Уменьшение затрат на компенсацию аварийной недовыработки  $\Delta Z$ , млн. руб/год

| $T_{\text{эф}} = 4000$ ч год |               |               | $T_{\text{эф}} = 5000$ ч год |               |               | $T_{\text{эф}} = 6500$ ч год |               |               |
|------------------------------|---------------|---------------|------------------------------|---------------|---------------|------------------------------|---------------|---------------|
| $N$ , МВт                    |               |               | $N$ , МВт                    |               |               | $N$ , МВт                    |               |               |
| 1000<br>0,258                | 1500<br>0,387 | 2000<br>0,516 | 1000<br>0,489                | 1500<br>0,733 | 2000<br>0,977 | 1000<br>0,933                | 1500<br>1,400 | 2000<br>1,866 |

В табл. 4.4 представлены результаты расчетов системного эффекта при дубль-блочной структуре АЭС при мощности блоков 1000, 1500, 2000 МВт и разных графиках нагрузки.

## 4.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МОНОБЛОКА И ДУБЛЬ-БЛОКА

Вопросам выбора оптимальных структурных схем АЭС с ВВЭР только последнее время стало уделяться некоторое, но на наш взгляд, еще недостаточное, внимание [31, 36, 94]. Это побудило нас провести дополнительные исследования по выбору оптимальных структурных схем АЭС с ВВЭР с учетом всего комплекса факторов (см. § 4.1) как по реакторной, так и по турбинной части [11, 54].

Широкий ввод блоков АЭС, в частности двухконтурных с ВВЭР, приводит к более сильному влиянию системных факторов на эффективность их использования. Одно из важных технических решений, требующих обоснования с позиций экономичности и системной эффективности, — оптимальное число турбоустановок в блоке.

В практике сооружения АЭС известны варианты структуры, когда в энергоблоке с одним реактором работают две турбины или более (иногда такую установку называют полиблоком). Такие решения иногда могут быть связаны с меньшей достижимой мощностью турбоустановок в сравнении с мощностью реактора, но чаще эти решения определяются другими специфическими факторами. По нашим представлениям, обоснование числа турбин в блоке следует проводить с учетом топливных затрат  $\Delta Z_{\text{т}}$ , капитальных вложений в основное оборудование и строительную часть  $\Delta k_{\Sigma}$ , эксплуатационных расходов, а также дополнительных затрат по энергосистеме  $\Delta Z_{\text{сист}}$  на обеспечение заданной надежности электроснабжения и теплоснабжения из нерегулируемых отборов.

Тепловая эффективность в условиях работы по заданному переменному графику нагрузки выше для блока с несколькими

турбинами, так как появляется возможность отключения (включения) турбоагрегатов и покрытия некоторого диапазона переменной нагрузки только одной турбиной, при полностью загруженных остальных. Вместе с тем следует учитывать уменьшение относительной внутренней эффективности проточной части турбин при снижении их единичной мощности, возрастание потерь тепла в переходных процессах и режимах стабилизации, связанных с пусками и остановками одной из турбин, некоторое возрастание доли расхода собственных нужд по машзалу. При схеме с дубль-блоком появляется, однако, возможность повышения КПД полиблока на переменных режимах совмещением систем регенерации турбин и подключением общего тракта подогрева воды к отборам одной из них. Некоторый выигрыш (до 0,8—1,0%) возможен при этом из-за поддержания постоянного подогрева питательной воды в пределах верхнего диапазона нагрузки блока от 50 до 100% [19]. Эффективность такой схемы может снизиться, если учесть потери в доотборных и послеотборных ступенях регенеративной базовой турбины, особенно при работе в нижней половине диапазона мощности блока, а также дополнительные затраты из-за отказа от унификации оборудования.

Удельный расход тепла турбоустановками при нагрузке  $N_{\text{ед}i}$  хорошо описывается уравнениями вида [54]

$$q_s = a [1 - \exp(bN_{\text{ед}i})]^c, \quad (4.7)$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  — коэффициенты, подбираемые при аппроксимации и учитывающие расходы энергии на собственные нужды и относительные внутренние КПД отсеков турбин различной единичной мощности.

При невыпуклых энергетических характеристиках типа (4.7) оптимальное распределение общей нагрузки блока между параллельно подключенными симметричными турбинами соответствует принципу их поочередного загрузки (разгрузки).

Расход на собственные нужды блока АЭС  $\xi_{\text{с.н}}$  зависит от числа турбин, так как с изменением мощности турбин изменяется расход энергии на собственные нужды турбинной части. В качестве примера на рис. 4.7 представлены результаты ожидаемой экономии тепла топлива по блоку с ВВЭР большой мощности в вариантах моно- и дубль-блочного исполнения, а также при трех турбинах в блоке. Из анализа этих результатов следует: экономия существенно зависит от предполагаемой эффективной кампании и переходит при  $T_{\text{эф}} = 6600$  ч/год в перерасход затрат; увеличение числа турбин от двух до трех для реальных графиков нагрузки ( $T_{\text{эф}} = 4000 \div 6000$  ч/год) приводит к незначительному росту экономии (до 3—15% дополнительно).

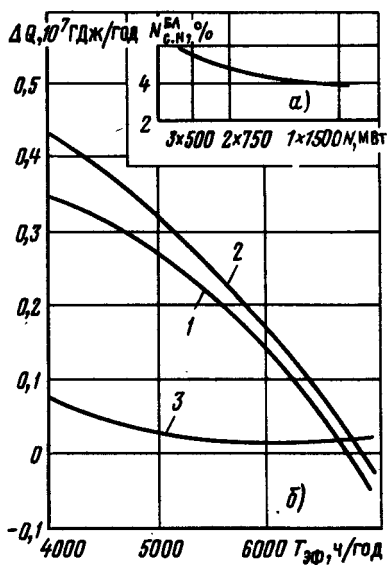


Рис. 4.7. Сравнение тепловой экономичности моно- и полиблочной структур АЭС:

*a*—расход электроэнергии на собственные нужды блока; *б*—сравнение экономии тепла ядерного топлива при двух, трех и одной турбинах в блоке 1500 МВт; 1—сравнение моно- и дубль-блочных схем; 2—сравнение моноблочной схемы и схемы с тремя турбинами; 3—сравнение вариантов 1 и 2

В табл. 4.5 показана экономия топливных затрат, получаемая от использования блоков АЭС мощностью 1000—2000 МВт в дубль-блочном исполнении. Возможная экономия топлива при выбираемой дубль-блочной структуре турбинной части не исчерпывается результатами, приведенными выше. Так, в [17] ставится вопрос о необходимости разработки способов поддержания при частичных нагрузках высокой температуры питательной воды, что может повысить

Таблица 4.5. Экономия топливных затрат на АЭС с дубль-блочной структурой в сравнении с топливными затратами при моноблочной структуре, млн. руб/год

| Расчетная эффективная кампания, ч/год | N=1000 МВт                           |                                      | N=1500 МВт                           |                                      | N=2000 МВт                           |                                      |
|---------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
|                                       | $\Pi_{\text{н}} = 3,5 \text{ руб/т}$ | $\Pi_{\text{н}} = 6,0 \text{ руб/т}$ | $\Pi_{\text{н}} = 3,5 \text{ руб/т}$ | $\Pi_{\text{н}} = 6,0 \text{ руб/т}$ | $\Pi_{\text{н}} = 3,5 \text{ руб/т}$ | $\Pi_{\text{н}} = 6,0 \text{ руб/т}$ |
| 4000                                  | 0,273                                | 0,468                                | 0,41                                 | 0,7                                  | 0,546                                | 0,936                                |
| 5000                                  | 0,210                                | 0,36                                 | 0,315                                | 0,54                                 | 0,420                                | 0,72                                 |
| 6500                                  | 0,04                                 | 0,069                                | 0,060                                | 0,1                                  | 0,079                                | 0,135                                |

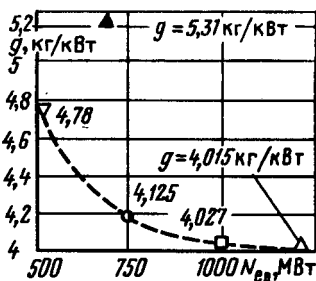


Рис. 4.8. Зависимость удельной металлоемкости турбины от ее единичной мощности:

▲ — турбина мощностью 662 МВт (АЭС «Штаде», ФРГ); △ — турбина мощностью 1204 МВт (блок «А» АЭС «Библис», ФРГ); ○ — турбина К-750-65/3000 (данные ПОАТ ХТЗ); □ — К-1000-60/3000 (данные ПОТ ЛМЗ); — — — — предполагаемая удельная металлоемкость турбины

экономии топлива при такой структуре в сравнении с моноблочной.

Решению подобных вопросов для дубль-блочных ТЭС были посвящены разработки СПИ.

Поскольку на АЭС часто используются дубль-блоки, то необходима уточненная оптимизация распределения нагрузки между турбинами, учитывающая, в частности, объединение в них вспомогательного оборудования [17].

Изменение стоимости турбинного оборудования при моно- или дубль-блочной структуре АЭС оценивается укрупненно по показателям удельной металлоемкости турбин  $g$ . На рис. 4.8 показана зависимость  $g = f(N_{\text{ед}})$ , построенная для мощностей 500—1000 МВт по данным ПОАТ ХТЗ и [54] и экстраполированная для больших мощностей.

Пологому участку кривой (области экстраполяции) хорошо соответствует показатель удельной металлоемкости по блоку «А» АЭС «Библис» (ФРГ) с турбиной мощностью 1204 МВт и массой (с конденсатором) 4834 т. В первом приближении можно принять, что значение показателя  $g$  для турбины мощностью 2000 МВт останется на уровне значения этого показателя для турбины мощностью 1500 МВт. Вместе с тем со временем значение  $g$  может снизиться в связи с установкой более современных сверхмощных турбин.

В настоящее время серийные влажнопаровые турбины выполняются с установившимся значением удельной цены единицы массы  $\Pi_d$ .

В [5] принято  $\Pi_d = 4,75$  руб. за 1 кг массы турбины. Затраты на монтаж достигают 10% стоимости турбины и учитываются коэффициентом  $R_m$ . Изменение капитальной составляющей приведенных затрат по турбинной части в вариантах с моно- и дубль-блоками составит

$$\Delta k_{M^{\text{трб}}_d} = \Delta g_{m-d} \Pi_d N_{\text{бл}} R_m (1/T_n + p_a). \quad (4.8)$$

Результаты расчетов приведены в табл. 4.6.

Затраты в строительную часть оцениваются по удельной площади машзала  $f_N$  или удельному его объему  $v_N$ . В [54] обоснована зависимость удельных площади и объема машзала от единичной мощности турбин (рис. 4.9), а также укрупненно проведена оценка строительной части машзала, отнесенная к его объему:  $\Pi_N = 50$  руб/м<sup>3</sup>. Экономия приведенных капитальных затрат на строительную часть АЭС (табл. 4.7) по моноблочной схеме рассчитана по формуле

$$\Delta k_{M^{\text{стр}}_d} = \Delta V_{m-d} \Pi_v N_{\text{бл}} (1/T_n + p_a^{\text{стр}}), \quad (4.9)$$

где  $p_a^{\text{стр}}$  — амортизационные отчисления на реновацию и капитальные ремонты строительной части,  $p_a^{\text{стр}} = 0,024$  год<sup>-1</sup>.

Таблица 4.6. Экономия приведенных капитальных затрат на турбинную часть при моноблочной схеме, млн. руб/год

| Мощность блока, МВт | Удельная массовая стоимость турбины, руб/кг |       |         |
|---------------------|---------------------------------------------|-------|---------|
|                     | 4,75                                        | 9,5*  | 14,25** |
| 1000                | 0,864                                       | 1,73  | 2,59    |
| 1500                | 0,25                                        | 0,5   | 0,75    |
| 2000                | 0,081                                       | 0,162 | 0,24    |

\* Удорожание металла в 2 раза.

\*\* Удорожание металла в 3 раза.

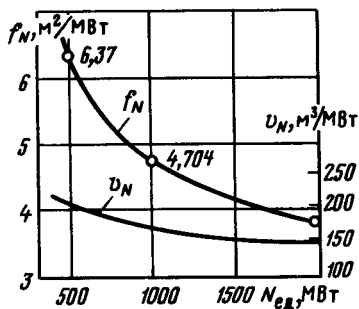


Рис. 4.9. Зависимость удельной площади и удельного объема машзала от единичной мощности турбин (цифры на кривой указывают значения, оцененные по проектным данным)

Общее изменение затрат определяется по формуле

$$\Delta Z = \Delta Z_t + \sum_{i=1} (1/T_n + p_a) \Delta k_i + \Delta Z_{\text{сист}},$$

где  $\Delta Z_{\text{сист}}$  — системная составляющая затрат (см. § 4.1).

Таким образом, величина  $\Delta Z$  становится конечным критерием выбора оптимального варианта структуры. Как видно из рис. 4.10, а, почти всегда (кроме блока мощностью 2000 МВт) экономия топлива на АЭС с дубль-блочной схемой меньше экономии капитальных затрат на АЭС с моноблочной схемой на турбинное оборудование и в строительную часть машзала. Вместе с тем из рис. 4.10, б видно, что решающее значение на выбор оптимального числа турбин в блоке оказывает учет надежности электроснабжения.

Иногда указывают на более высокую разность капиталовложений в моно- и дубль-блочные варианты исполнения энергоблоков с ВВЭР-1000 по отношению к современному

Таблица 4.7. Экономия капитальных затрат на строительную часть машзала, млн. руб/год

| Мощность блока, МВт | Стоимость машзала, отнесенная к его объему, руб/м <sup>3</sup> |       |       |
|---------------------|----------------------------------------------------------------|-------|-------|
|                     | 50                                                             | 100*  | 150** |
| 1000                | 0,348                                                          | 0,696 | 1,211 |
| 1500                | 0,326                                                          | 0,652 | 1,13  |
| 2000                | 0,261                                                          | 0,522 | 0,91  |

\* Удорожание стройматериалов в 2 раза.

\*\* Удорожание стройматериалов в 3 раза.

уровню стоимости металла, принятой в расчетах. По мнению некоторых специалистов, существенно увеличить указанное различие в капитальных вложениях могут системы АСУ ТП и тепловой автоматики и измерений (ТАИ) (до 12—18 млн. руб.). Эти оценочные данные требуют проверки и уточнения.

На рис. 4.4, а представлены суммарные топливные и капитальные составляющие затрат, по которым при всех условиях эффективна одна турбоустановка в блоке (кроме блока мощностью 2000 МВт) при  $T_{\text{эф}} < 6000$  ч/год, а также полные приведенные затраты с учетом системного эффекта (рис. 4.10), где результаты сопоставления резко меняются.

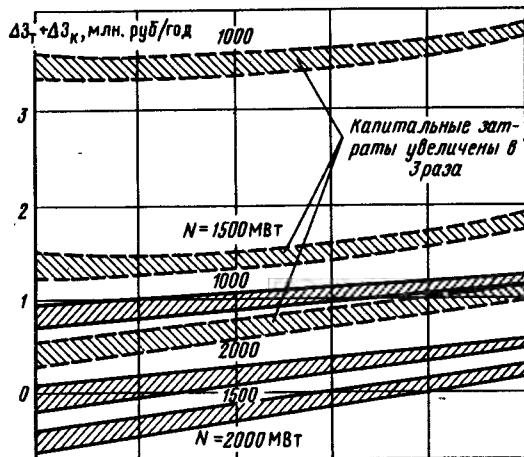
Так, при существующем уровне цен на металл и стройматериалы для блоков мощностью 1500 и 2000 МВт эффективна дубль-блочная структурная схема. Причем для последней такое решение справедливо даже при трехкратном увеличении указанных цен. Экономия достигает от 1,37 до 1,68 млн. руб/год, возрастая со снижением  $T_{\text{эф}}$  с 7000 до 5900 ч/год.

Со снижением  $T_{\text{эф}}$  уменьшается вероятность аварийного отказа турбин в энергодефицитные часы суток, но возрастает компенсация недовыработки в часы снижения нагрузок, когда нагрузка одной «выпавшей» турбины дубль-блока в большей мере может быть передана на другую.

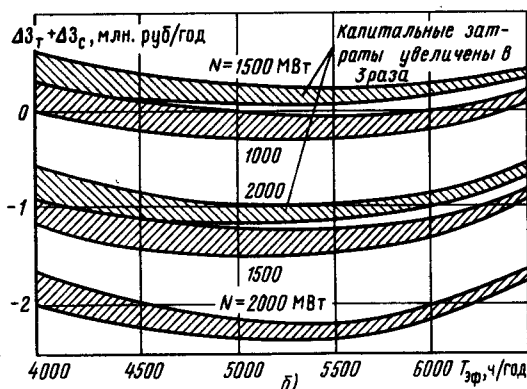
В целом системный эффект при снижении  $T_{\text{эф}}$  до некоторого предела возрастает. Это может иметь особое значение при проектировании маневренных дубль-блоков АЭС, когда во внебазовой части графика даже при сравнительно низком значении коэффициента готовности к работе  $k_t$  турбин общая надежность турбоустановок блока может оставаться высокой из-за наличия значительного внутреннего резерва.

В энергосистемах с высокой долей АЭС (в перспективе), по-видимому, важным дополнительным фактором в пользу установки двух турбин в блоке можно считать большую системную устойчивость в ситуациях аварийного отказа одной турбины половинной мощности в часы максимальной нагрузки.

Примерные расчеты, в частности, по формуле МЭИ, связывающей процесс падения частоты с возникшим начальным дефицитом мощности в системе, исходной ее мощностью, коэффициентом саморегулирования потребителей и статической мобильностью энергоблоков, показывают, что в случае отказа турбины мощностью 750 МВт в дубль-блоке мощностью 1500 МВт падение частоты в сети существенно меньше (до 1,2 Гц) и частота с большей вероятностью успевает стабилизироваться за критический промежуток времени на допустимом уровне. В тех же условиях при отказе турбины моноблока мощностью 1500 МВт (вдвое большей мощности) энергосистема приходит



а)



б)

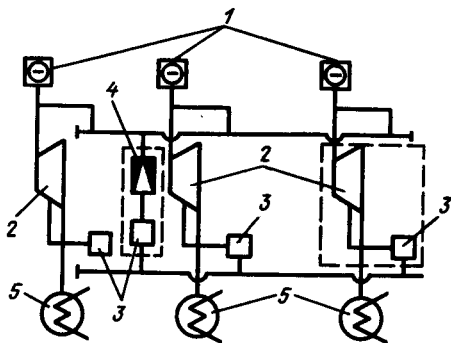
Рис. 4.10. Сопоставление моно- и дубль-блочной схем по сумме топливной и капитальной составляющих затрат без учета системного эффекта (а) и с учетом последнего (б) (заштрихованы области неопределенной входной информации)

в неустойчивое аварийное состояние. Во втором случае дополнительные затраты на обеспечение равной противоаварийной устойчивости можно оценить с привязкой к конкретным условиям энергосистемы. Так, при значении этих затрат, равном 1% стоимости установленного 1 кВт энергии экономия варианта с дубль-блоком мощностью 1500 МВт дополнительно составит 0,55 млн. руб/год, что существенно повышает целесообразность установки двух турбин в блоке.

Для двухцелевых установок, вырабатывающих электроэнергию и тепло, необходимо дополнительно обеспечить заданную

Рис. 4.11. Структурное резервирование при секционно-блочных технологических связях АЭС с отпуском тепла (ПГ в схеме условно опущены):

1—реактор; 2—турбина; 3—сетевые подогреватели (основной и резервный); 4—РОУ; 5—конденсаторы



надежность теплоснабжения потребителей, что осуществляется обычно структурным резервированием.

Примером такого резервирования может служить принципиальная тепловая схема АЭС с поперечными связями (рис. 4.11), позволяющая использовать отборный пар резервной по отпуску тепла турбоустановки и резервный РОУ [11].

Для АЭС с поперечными связями характерной является зависимость от принятого способа резервирования отпуска тепла как электрической мощности блоков, так и надежности собственно реактора. Так, при аварийной остановке турбины отпуск тепла через РОУ во многих случаях позволяет удерживать реактор в состоянии готовности к работе или, по крайней мере, снижает вероятность нестационарного ксенонового отравления при резких сбросах нагрузки. Отметим, что схема с поперечными связями имеет также и дополнительное преимущество, связанное с реализацией форсировочных возможностей реакторов типа ВВЭР в составе АЭС в определенные периоды топливного цикла. Вместе с тем поточный метод сооружения АЭС с ВВЭР базируется сейчас на выполнении отдельных главных корпусов энергоблоков со значительным территориальным разделением между ними. Это, возможно, помешает эффективной реализации схемы с поперечными связями. В таком случае надежность теплоснабжения потребителей через нерегулируемые отборы существенно повышается в условиях дубли-блочной структуры. Увеличивая при аварийном отказе одной из турбин отпуск тепла из отборов остающейся в работе турбины до максимально допустимого значения, можно компенсировать существенную часть аварийной недовыработки тепла.

### 4.3. ВОПРОСЫ ВЫБОРА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ЦИРКУЛЯЦИОННОГО КОНТУРА

Основными задачами при обосновании структуры реакторного контура является выбор числа циркуляционных петель



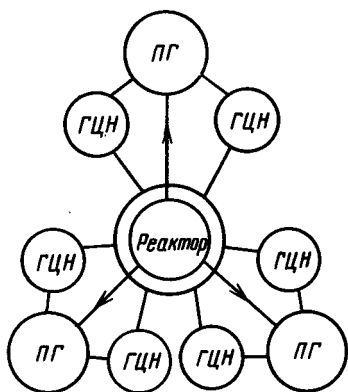


Рис. 4.12. Вариант принципиальной структурной схемы первого контура АЭС с ВВЭР большой мощности

и включаемых в них основных элементов: ГЦН, ПГ и ГЗЗ.

В серийных ВВЭР-1000 после модернизации ГЗЗ отсутствуют, однако в ВВЭР большей мощности они могут оказаться целесообразными. Вопросы эффективности установки ГЗЗ рассматривались в публикациях сравнительно мало [31] и с недостаточной полнотой.

Поэтому остановимся на этой многофакторной задаче, важнейшей составляющей которой является проблема безопасности, подробнее.

При отсутствии ГЗЗ в неотключаемой петле с вышедшим из строя ГЦН возникает обратный ток теплоносителя. Это может вызвать нежелательные последствия, связанные с несимметричным расходом.

Циркуляционные петли реакторов с водой под давлением могут выполняться с одним ГЦН, устанавливаемым на холодной нитке, и одним ПГ (ВВЭР-1000), а также с разветвлением холодной нитки на две параллельные ветви и установкой на каждой из них ГЦН и ПГ при одной горячей нитке (рис. 4.12). Возможны и другие варианты.

Для проектируемых ВВЭР большой мощности с подобным разветвленным контуром циркуляции желательно иметь возможность работы на полупетле при отказе ГЦН в параллельной ветви этой же петли. В противном случае образующаяся при отключении одного ГЦН байпасная линия делает этот случай практически равноценным отключению обоих ГЦН. Кроме того, при работе на пониженном уровне мощности при установке ГЗЗ возможно плановое отключение одного или нескольких ГЦН для снижения потребления энергии собственных нужд.

Вместе с тем установка задвижек приводит к усложнению компоновки оборудования под защитной оболочкой реакторного помещения, его удорожанию. Так, в [31] стоимость установки задвижек в четырехпетлевом варианте ВВЭР-1000 оценена в 1,4 млн. руб., а в двухпетлевом в 1,7 млн. руб.

Задвижки характеризуются также определенной ненадежностью (например, из-за отрыва тарелки клапана, нарушения уплотнений или других причин). Возникает вероятность в течение работы с момента закрытия ГЗЗ изменения

концентрации бора в теплоносителе и (или) его температуры и непреднамеренного (несанкционированного) открытия этих задвижек. В этом случае возможно подключение к активной зоне петли с существенно более низкой температурой или концентрацией борной кислоты, что может вызвать разгон реактора из-за отрицательных температурного и борного коэффициентов реактивности.

Чтобы исключить эти ядерно-опасные ситуации, предусмотрены блокировки на открытие задвижек в перечисленных выше случаях.

При выборе числа циркуляционных петель исходят из соображений максимальной унификации, позволяющей использовать уже освоенное оборудование (ГЦН, ПГ), серийно изготавливаемое отечественными заводами. Принцип унификации позволяет максимально сократить сроки и снизить затраты на создание, отладку и освоение нового оборудования. При выборе структуры ГЦК кроме соображений надежности учитывают также оптимальные компоновочные решения с учетом предельных строительных размеров внутри защитной оболочки, вибрационную и динамическую устойчивость аппарата, систем трубопроводов и парогенераторов. Обычно последнее требование сводится к симметричному в плане расположению оборудования и трассировке трубопроводов относительно оси корпуса реактора, а также выбору в рекомендуемом диапазоне скоростей (до предельных значений) теплоносителя в трубопроводах.

Эти соображения положены в основу компоновки, схематично изображенной на рис. 4.12. По вертикальному парогенератору ПГ-500 слабоперегретого или насыщенного пара имеются проектные проработки, и его изготовление в принципе подготовлено технологически.

Отметим, что преимуществом компоновки является расположение двух насосов ГЦН-195М на каждой петле. Это существенно облегчает пуск и снижает сопротивление тракта на 0,15 Па. Установка ГЗЗ в таком контуре также может привести к повышению эффективности.

Рассмотрим вопросы обеспечения структурной надежности реакторного контура АЭС с ВВЭР-1000 в случаях установки или отсутствия ГЗЗ.

Отметим, что эти вопросы уже рассматривались, например, в [31]. Иногда встречается мнение о том, что вопрос о нецелесообразности установки ГЗЗ решен окончательно. Вместе с тем учет некоторых дополнительных факторов может изменить существующие оценки. Так, известно, что в случае отсутствия ГЗЗ при отключении ГЦН или любого другого элемента петли или при отказе какой-либо петли, не влекущих за собой аварийную остановку реактора, допустимый уровень мощности остающихся в работе петель оказывается более низким, чем при наличии ГЗЗ. Дело в том, что при отсутствии

в схеме ГЗЗ в аварийной петле возникает обратный ток теплоносителя, байпасирующий активную зону. В результате эквивалентный расход теплоносителя через нее снижается. Снижение расхода приводит в условиях обеспечения постоянного заданного коэффициента запаса до кризиса теплообмена ( $DNBR = \text{const}$ ) к уменьшению допустимого уровня мощности. При надежном отключении аварийной петли (при наличии ГЗЗ) байпасный поток отсутствует и допустимый уровень мощности оказывается более высоким.

Изложенное остается справедливым и при одновременном отказе двух петель. Однако по условиям вероятных температурных перекосов в активной зоне работа реактора становится возможной только на двух противоположных петлях. Ниже в табл. 4.8 по данным расчетов ИАЭ приведены допускаемые уровни мощности реактора в различных ситуациях.

Таким образом, окончательный вывод о целесообразности установки ГЗЗ следует решать комплексно с учетом изменения капитальных вложений и топливной составляющей при учете безопасности ЯППУ, а также изменения коэффициента резерва в энергосистеме, обеспечивающего заданную надежность электроснабжения.

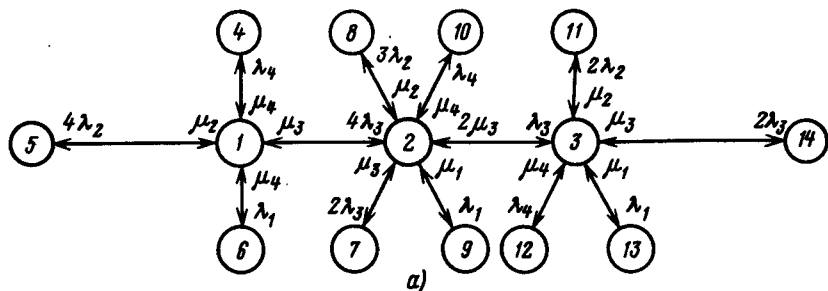
Как уже отмечалось, коэффициент готовности блока можно корректно рассчитать, используя марковскую модель случайных процессов. Для иллюстрации рассмотрим структуру моноблока мощностью 1000 МВт с ВВЭР в четырехпетлевой компоновке; граф возможных состояний сравниваемых вариантов представлен на рис. 4.13.

Таблица 4.8. Допускаемые уровни мощности ВВЭР-1000 при аварийных отказах ГЦК

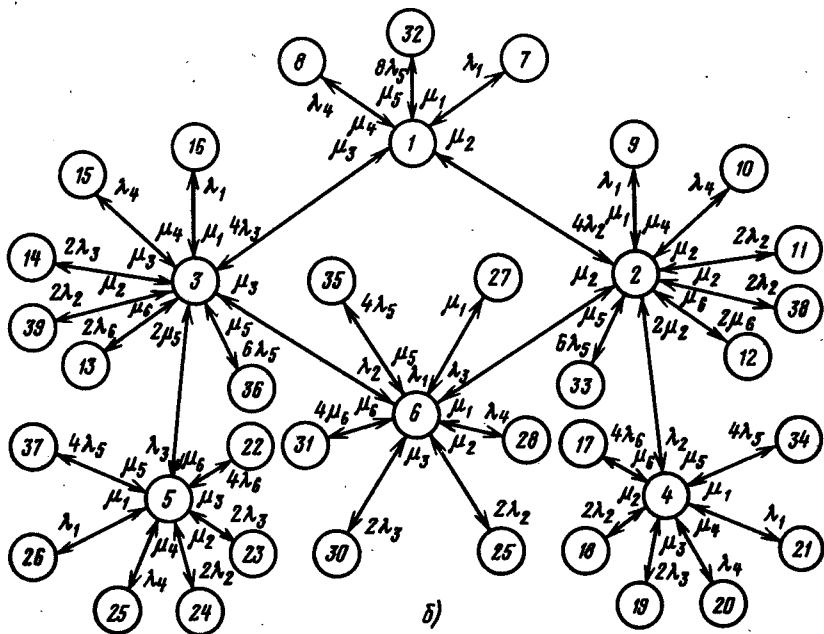
| Аварийный отказ               | Допускаемая мощность, % |         |
|-------------------------------|-------------------------|---------|
|                               | С ГЗЗ                   | Без ГЗЗ |
| Одной петли                   | 90                      | 80      |
| Двух петель (противоположных) | 70                      | 60      |

На графе рис. 4.13, а состояние 1 означает, что блок исправен, состояние 2 — отказал один ГЦН, состояние 3 — отказали два симметрично расположенных ГЦН, состояния 4—14 — отказ блока и выход из строя реактора (состояния 6, 9, 13), отказ турбины (состояния 4, 10, 12), отказ одного из работающих ПГ (состояния 5, 8, 11), ГЦН, соседнего с отказавшим (состояния 7, 14).

На графе рис. 4.13, б состояние 1 показывает, что блок исправен, состояния 2 и 3 — отказ одной петли из-за выхода из строя ПГ или ГЦН соответственно, состояния 4—6 — отказ двух петель из-за выхода из строя двух ПГ, двух



а)



б)

Рис. 4.13. Графы возможных состояний моноблока АЭС с ВВЭР в укрупненной структуре (без рассмотрения ряда вспомогательных элементов):  
а — при отсутствии ГЗЗ;  $\lambda_i$ ,  $\mu_i$  — интенсивности отказов и восстановлений оборудования  
1 — реактор; 2 — ПГ; 3 — ГЦН; 4 — турбина; 5 — ГЗЗ; 6 — при наличии ГЗЗ

ГЦН или одного ПГ и одного ГЦН соответственно. Состояния 7—39 означают полный отказ блока, определяемый отказом реактора (состояния 7, 9, 16, 21, 26, 27), отказом турбины (состояния 8, 10, 15, 20, 25, 28), отключением петли, соседней с ранее отказавшей из-за выхода из строя ПГ (состояния 11, 18, 24, 29, 39), отказа ГЦН (состояния 14, 19, 23, 30, 38) или отказа ГЗЗ (состояния 12, 13, 17, 22, 31, 32—37).

Учтены четыре характерные причины отказа запирающей арматуры, условно отнесенные к двум группам. К первой группе относятся обрыв

тарелки клапана и выход из строя уплотнительной системы ГЗЗ (на действующих петлях) с интенсивностями отказов  $\lambda_5$  и восстановлений  $\mu_5$ . Ко второй группе с интенсивностями отказов  $\lambda_6$  и восстановлений  $\mu_6$  отнесем отказы на недействующих петлях, связанные с отключением отказавшей петли и отказами электропривода.

Отказы второй группы возможны на ГЗЗ отключенных петель.

Кроме того, выход из строя реактора или турбины в любом из частично работоспособных состояний приводит к переходу в полностью нерабочее состояние (состояния 7—10, 15, 16, 20, 21, 25—28).

Графы на рис. 4.13, а и б строились из предположения, что остановка или аварийное снижение нагрузки до разрешенного уровня и ремонт энергоблока проводятся сразу после обнаружения неисправности [31].

Кроме того, ремонт отдельных элементов отключаемой нитки с главной запорной арматурой возможен без остановки реактора.

Расчеты и последующий их анализ выявили ряд главных факторов, влияющих на целесообразность установки ГЗЗ:

уровень коэффициентов аварийности структурных элементов первого контура (в особенности ГЗЗ) в сравниваемых вариантах; время эффективного использования установленной мощности в году и конфигурация графика нагрузки;

динамика структуры генерирующих мощностей в энергосистеме.

Математическая расчетная модель представляет собой группу связанных между собой подмоделей — процедур. Первая процедура реализует расчет коэффициентов аварийности сравниваемых вариантов. Вторая — задает систему, в которой будут устанавливаться исследуемые блоки, и их долю. Здесь же происходит преобразование сложной энергосистемы в эквивалентную однородную по методике [39]. Третья подмодель задает режимные условия работы энергосистемы и вводимых энергоблоков.

В четвертой подмодели ведется расчет аварийного резерва в системе с учетом режимов работы как всей системы, так и исследуемых вводимых энергоблоков. Поясним сказанное. Определенную часть годовой кампании энергоблок работает с пониженной нагрузкой. Поэтому не всякий его функциональный отказ приводит к режимному отказу в энергосистеме. Это предложено учитывать поправочным коэффициентом к показателю (интегральному) аварийности энергоблока. Этот коэффициент должен учитывать внутренний вращающийся резерв блока из-за плановой его недогрузки в течение кампании. В то же время определение недовыработки энергии в энергосистеме должно вестись с учетом ее графика нагрузки.

Расчеты проведены для заданной надежности электроснабжения, равной  $F=0,9999$ . Значения коэффициентов аварийности, подсчитанные для трех оценок, составляют: 20,72; 16,16 и 8,42%

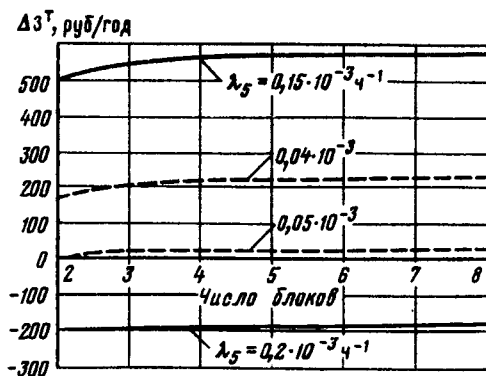
Рис. 4.14. Изменение полных затрат в условной энергосистеме из восьми энергоблоков при установке ГЗЗ в первом контуре энергоблока при различных интенсивностях отказов:

— низкий уровень готовности блока; — — — — — высокий уровень

в варианте без ГЗЗ. При наличии ГЗЗ коэффициент аварийности существенно зависит от показателей надежности самих задвижек. Так, в расчетах приняты два значения разности коэффициентов аварийности в схемах с ГЗЗ и без них: 0,595 и 0,3% соответственно.

Рассмотрим в качестве иллюстрации простейший случай, когда система состоит из восьми исследуемых энергоблоков. На рис. 4.14 приведена экономия приведенных затрат (в расчете на один блок мощностью 1000 МВт) от установки в первом контуре ГЗЗ. В области выше условной линии нулевой экономии установка ГЗЗ экономически оправдана, ниже этой линии — нецелесообразна.

Для высокого уровня надежности энергоблока эффект от установки ГЗЗ может достигать 200 тыс. руб/год при интенсивности отказа ГЗЗ  $\lambda = 0,04 \cdot 10^{-3} \text{ ч}^{-1}$  (кривая 2 на рис. 4.14) и практически равен нулю при  $\lambda = 0,05 \cdot 10^{-3} \text{ ч}^{-1}$  (кривая 3). Иные результаты получаются при низком уровне надежности блока. Эффект от установки ГЗЗ при интенсивности их отказов  $\lambda = 0,15 \cdot 10^{-3} \text{ ч}^{-1}$  достигает 500 тыс. руб/год (кривая 1), а при  $\lambda = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ ч}^{-1}$ , напротив, наблюдается перерасход затрат на 200 тыс. руб/год в сравнении с вариантом без ГЗЗ в расчете на один вводимый блок мощностью 1000 МВт.



## Глава 5

# ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ АЭС С ВВЭР НА ПОВЫШЕННОЙ МОЩНОСТИ

## 5.1. ПОВЫШЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ РЕАКТОРА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Наибольший эффект от работы АЭС может быть достигнут при максимальном «вытеснении» в энергосистеме дорогостоя-

ящего органического топлива ядерным, т. е. при работе АЭС в базовой части графика.

В условиях же неравномерных нагрузок и при жестком требовании участия АЭС с ВВЭР в покрытии этой неравномерности расширение регулировочных возможностей блоков АЭС экономически оправданно в первую очередь за счет повышения верхнего уровня нагрузки (от  $N_0$  до  $N_0 + \Delta N_{\phi}$ ), а затем за счет снижения минимального уровня (разгрузки), т. е. при работе в базово-маневренном режиме. При этом следует обосновать технически возможную и экономически оправданную длительность форсировочных режимов по условиям реактора, турбоустановки и ПГ, а также дополнительную суммарную годовую выработку пиковой электроэнергии.

Проблема технической возможности повышения мощности водо-водяных реакторов выше номинального уровня обсуждена в ряде работ [1, 34, 71, 123] как у нас, так и за рубежом, однако нигде не решена окончательно.

Расчетное значение тепловой мощности реактора определяется такими ограничениями, как запас по температуре до плавления топлива в твэле и отсутствие объемного кипения в активной зоне.

Первое ограничение не является достаточно жестким, потому что разработанные ВВЭР имеют значительный расчетный запас по мощности до температуры плавления топлива. По мере накопления экспериментальных и эксплуатационных данных второе ограничение как критерий безопасной работы активной зоны сводится к требованию отсутствия кризиса теплообмена.

В последнее время наметился более глубокий подход к критериям безопасной эксплуатации установок с ВВЭР. Так, по нормативным данным температура сердечников из  $UO_2$  не должна достигать температуры плавления, которая для необлученного топлива равна примерно  $2800^\circ\text{C}$  при линейной мощности твэлов  $700\text{ Вт/см}$ ; температура оболочек твэлов из сплавов циркония не должна превышать  $360^\circ\text{C}$ ; напряжения в оболочках не должны приводить к разгерметизации более чем 1% твэлов от их полного числа в активной зоне. Причем не более чем в 0,1% твэлов допустим прямой контакт топлива с теплоносителем. Поэтому регламентируется число, темп и диапазон циклов изменения режима работы твэлов, а также температура их оболочек и взаимодействие оболочек с теплоносителем при максимальной проектной аварии (МПА) с потерей теплоносителя. Принимается, что в таком режиме  $t_{\infty} \leq 1200^\circ\text{C}$ , а для  $Zr$ , участвующего в реакции  $H_2 + Zr$ , составляет не более 1% и толщина прореагировавшего слоя оболочки менее 18%.

Критические тепловые потоки, при которых поверхности твэлов осушаются и перегреваются, не должны допускаться, и минимальные запасы  $k_2$  до кризиса теплообмена выбираются в пределах 1,3—1,5.

Длительное увеличение концентрации примесей в воде (приводящее к увеличению pH, жесткости, содержания хлоридов, кислорода, оксидов конструкционных материалов) выше нормативных может привести к чрезмерным отложениям их на твэлах, коррозионному воздействию и активации теплоносителя.

Приведем соответствующие теплогидравлические характеристики, обеспечивающие безопасность реактора ВВЭР-1000 в нормальных режимах и в режимах с отклонениями параметров, например, при значениях коэффициента запаса до кризиса теплообмена 1,78; максимальные температуры наружной поверхности оболочки твэлов 349° С, топлива 2080° С, средние температуры теплоносителя на входе в активную зону реактора 290° С и на выходе из нее 320° С. Максимальное массовое паросодержание в струе на выходе из наиболее напряженной ячейки твэла 0,05.

Создание оптимизационных алгоритмов, позволяющих компоновать загрузки с минимально возможной неравномерностью, улучшает характеристики реакторов и содействует повышению их мощности. Однако такое форсирование оправдывается только в том случае, когда отсутствуют ограничения на увеличение мощности энергоблока в целом. Максимальный эффект в случае, если повышение мощности не требуется, можно получить, применяя схемы движения топлива, обеспечивающие уменьшенные утечки нейтронов из активной зоны. При этом задача выравнивания полей энерговыделения становится менее существенной. Решению такой проблемы в последнее время уделяется большое внимание за рубежом, особенно во Франции, ФРГ, США в применении к АЭС с PWR [33, 123].

Максимальная неравномерность энерговыделения в активной зоне для заданного уровня тепловой мощности реактора не должна превышать некоторого значения  $F_Q$ :

$$F_Q = \frac{\max F_{\min}(x; y; z)}{\bar{F}} = k_v.$$

Обработка данных вне реакторного контроля и специальные расчеты позволяют установить корреляцию между аксиальным офсетом (АО) и  $F_Q$  [33]. Это дает возможность определить область отклонений АО, которая гарантирует изменение  $F_Q$  в требуемом диапазоне, что позволяет иметь рабочую диаграмму, задающую ограничения при нормальной работе реактора [33]. В новой системе вне реакторного контроля PWR зарубежных блоков мощностью 1300 МВт объемное энергораспределение синтезируется из аксиального и радиального. Это позволяет в режиме реального времени контролировать энергораспределение и оперативно рассчитывать коэффициент запаса до кризиса теплообмена DNBR, т. е. снять жесткие уставки непосредственно по нейтронной мощности, аксиальному офсету, температуре и давлению теплоносителя.



Определенное внимание к проблеме повышения мощности эксплуатируемых ВВЭР проявлялось и у нас. Имеется практический опыт длительной работы ВВЭР-440 (I и III блоки КолАЭС) на 107% номинальной мощности в период с января по июнь 1977 г. и в течение 1979—1980 гг., а также опыт кратковременной работы ВВЭР-1000 на мощности больше проектной. В исследованиях МЭИ [1] была рассмотрена теплотехническая и гидравлическая надежность ВВЭР при работе на повышенной мощности. Причем отмечалось, что повышение отпуска теплоты из первого контура АЭС с ВВЭР может быть осуществлено дополнительным охлаждением теплоносителя этого контура. В таком случае на постоянном уровне можно оставить неизменной паропроизводительность основных ПГ, геометрические размеры корпуса реактора и их стоимостные показатели.

Расчеты теплотехнической надежности при повышении тепловой мощности реактора ВВЭР-1000 за счет снижения температуры теплоносителя на входе в реактор в условиях  $1,0 \leq \bar{Q} \leq 1,6$  показали наличие определенных резервов повышения тепловой мощности. Так, выявлено, что критический тепловой поток при снижении температуры теплоносителя на входе в реактор растет, но еще в большей мере растет поток на поверхности наиболее энергонапряженного твэла и коэффициент запаса до критической тепловой нагрузки уменьшается (оставаясь при  $1,0 \leq \bar{Q} \leq 1,6$  больше 1). Таким образом, основным ограничивающим фактором является кризис теплообмена на поверхности твэла.

Снять это ограничение в [1], например, предлагается увеличением поверхности теплообмена активной зоны, что может быть наиболее просто осуществлено путем применения твэлов меньшего диаметра при увеличении их числа в активной зоне. Однако этот путь означает полное перепроектирование реактора, включая и основные элементы, что неизбежно приведет и к новым нейтронно-физическим характеристикам активной зоны реактора. С этой точки зрения данные по форсировочным возможностям ВВЭР-1000, приводимые в [1], малопредставительны, поскольку не соответствуют унифицированным ВВЭР.

Вместе с тем существует и другая возможность частичного снятия ограничения по кризису теплообмена, которая заключается в снижении коэффициентов неравномерности энерговыделения в процессе выгорания топлива [71]. Неравномерность энерговыделения принято характеризовать коэффициентами, определяемыми как отношение максимального тепловыделения  $Q^{\max}$  к среднему  $Q^{\text{ср}}$  в  $i$ -м сечении или объеме активной зоны  $k_i = Q_i^{\max} / Q^{\text{ср}}$ .

Изменение максимальных коэффициентов неравномерности по кассетам и по высоте активной зоны  $k_q^{\max}$  и  $k_z^{\max}$  во время, например, четвертого топливного цикла II блока реактора КолАЭС [79], определенное при номинальной мощ-

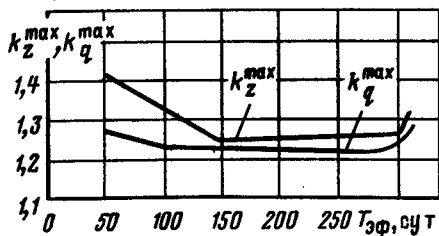


Рис. 5.1. Динамика коэффициентов неравномерности во времени (четвертая частичная топливная загрузка II блока КолАЭС [79])

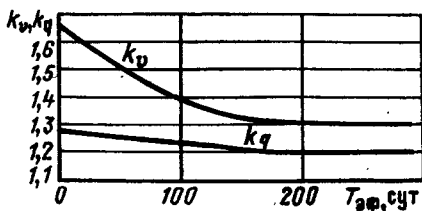


Рис. 5.2. Изменение коэффициентов неравномерности энерговыделения во времени (третья частичная загрузка ВВЭР-1000)

ности реактора, показано на рис. 5.1. Основную неравномерность в поля энерговыделения активной зоны вносит высотная составляющая  $k_z^{\max}$ . В процессе выгорания  $k_z^{\max}$  снижается примерно на 15% от исходного значения, в то время как  $k_q^{\max}$  снижается не столь существенно. В конце топливного цикла ВВЭР-440  $k_q^{\max}$  и  $k_z^{\max}$  вновь увеличиваются из-за ввода в активную зону невыгоревших участков топливных частей регулирующих сборок. На рис. 5.2 представлена динамика изменения неравномерности полей энерговыделения в течение кампании третьей загрузки для одного из эксплуатируемых ВВЭР-1000.

Изменение положения органов регулирования в ВВЭР-1000 в конце выгорания топливной загрузки также приводит к увеличению  $k_q^{\max}$  и  $k_z^{\max}$ .

В головном реакторе ВВЭР-1000 штатной системой массового замера температура теплоносителя измеряется на выходе из всех кассет активной зоны, причем конструкционно обеспечено достаточно равномерное распределение теплоносителя по кассетам. Можно считать температуру на входе в кассету и расход теплоносителя через все кассеты одинаковыми, что облегчает задачу оперативного измерения  $k_q$ .

Неравномерность энерговыделения по высоте активной зоны оценивается по измеряемому распределению плотности потока тепловых нейтронов. С этой целью в топливных кассетах расположены и более или менее равномерно распределены по активной зоне каналы с  $\beta$ -эмиссионными нейтронными детекторами (ДПЗ).

Для свежего топлива плотность потока нейтронов и удельное энерговыделение тождественны и связаны соотношением

$$W = \Phi \sigma_i^{(5)} N_0^{(5)} E_f, \quad (5.1)$$

где  $\sigma_i^{(5)}$  — сечение деления  $^{235}\text{U}$ ;  $N_0^{(5)}$  — начальная концентрация ядер  $^{235}\text{U}$ ;  $E_f$  — энергия деления ядра, превращающаяся в тепло.

Соотношение между  $W$  и  $\Phi$  усложняется по мере выгорания топлива, и для перехода от измеренного распределения плотности потока тепловых нейтронов к распределению энерговыделения проводят пересчеты, учитывающие выгорание  $^{235}\text{U}$ , накопление изотопов плутония, выгорание материала преобразователей прямой зарядки [79].

Совершенная система обработки результатов измерений нейтронных полей на станционных ЭВМ в сочетании с разветвленной системой внутриреакторных измерений делает возможным в современных ВВЭР определение распределения нейтронного поля.

Предложения использовать специфическое, свойственное ВВЭР, явление уплощения полей энерговыделения для повышения их технико-экономических показателей содержится во многих работах.

Так, в [79] отмечается, что самовыравнивание поля энерговыделения по объему активной зоны ВВЭР в процессе выгорания топлива может быть использовано для расширения диапазона допустимых нагрузок энергоблока АЭС. Для определения линейных тепловых нагрузок в максимально нагруженных твэлах необходимо кроме коэффициентов неравномерности по кассетам  $k_q$  и высоте  $k_z$  знать внутрикассетный коэффициент  $k_k$ . Линейная нагрузка на твэлы с максимальным энерговыделением определяется по формуле [79]

$$q_l = \bar{q}_l^{\text{сп}} k_q k_z k_k^{\text{max}} k_{\text{инж}}, \quad (5.2)$$

где  $k_{\text{инж}}$  инженерный коэффициент, учитывающий возможное отклонение местного теплового потока и местной энтальпии от расчетных значений вследствие технологических допусков при изготовлении топливных таблеток, твэлов, ТВС, перераспределения расходов теплоносителя по каналам и неточности используемых расчетных методик.

Резерв значения  $q_l$ , возникающий при уплощении полей энерговыделения, как указывалось, можно использовать для работы реактора в соответствующий период кампании на повышенном уровне мощности.

Прирост тепловой мощности реактора до нового допустимого уровня можно найти с учетом (5.2) по формулам:

$$\Delta Q_p^{\text{доп}} = (\bar{q}_l^{\Phi} - \bar{q}_l) n_{\text{ТВЭЛ}} h_{\text{а.з.}},$$

$$\bar{q}_l^{\Phi} = \bar{q}_l \frac{(k_q k_z k_k^{\text{max}})_0}{(k_q k_z k_k^{\text{max}})_{\Phi}}, \quad (5.3)$$

где  $\bar{q}_l^{\Phi} - \bar{q}_l$  — дополнительно возможное повышение средней погонной линейной тепловой нагрузки на твэл;  $n_{\text{ТВЭЛ}}$  — число твэлов в активной зоне;  $h_{\text{а.з.}}$  — высота активной зоны, м.

На рис. 5.3 изображены расчетные значения DNBR, полученные с использованием зависимостей В. С. Осмачкина [3, 72]

для различных расходов теплоносителя через активную зону и температур на входе в реактор ВВЭР-1000. Как видно из рис. 5.3, зависимость DNBR от  $q_l$  нелинейная, причем DNBR существенно ниже при отключении ГЦН, чем в исходном стационарном режиме. Отметим, что кривые на рис. 5.3 построены для начального момента кампании. Анализ представленных результатов позволяет найти влияние температуры теплоносителя на входе в реактор  $t_{вх}$  и расхода через активную зону  $D_0$  на допускаемый уровень мощности реактора  $Q_{\tau}^{доп}$  исходя из заданных значений DNBR. Очевидно, что снижение  $t_{вх}$  и увеличение  $D_0$  могут существенно повысить уровень  $Q_{\tau}^{доп}$ , который, однако, не должен принимать значений, выходящих за допустимую область работы. Эта область при пессимистическом (консервативном) подходе к безопасности ограничивается значениями DNBR=1,6 по условию обеспечения запаса на обесточивание ГЦН и пределом мощности по режиму «большая течь». Существенное влияние на DNBR оказывает также давление воды в первом контуре, показанное для  $t_{вх}=280^{\circ}\text{C}$  и  $300^{\circ}\text{C}$  при  $D_0=85\,000\text{ м}^3/\text{ч}$  (для  $Q_{\tau}=2600\text{ МВт}$ ). При расчете DNBR была принята наихудшая форма распределения энерговыделения с максимумом по высоте в верхней половине активной зоны.

Возможность работы реакторных установок типа ВВЭР на повышенном уровне мощности, появляющаяся из-за снижения коэффициентов неравномерности энерговыделения по активной зоне в ходе выгорания топлива, представлена на рис. 5.4. Существенное снижение коэффициентов неравномерности энерговыделения в активной зоне позволяет повышать сверх номинальной тепловую мощность реактора, оставляя максимальные нагрузки твэлов на прежнем допустимом уровне и повышая их средние значения. Кривая  $Q_p=f(\tau)$  построена при условии сохранения запасов до кризиса теплообмена на исходном уровне.

В конце кампании работа реактора на повышенной мощности также возможна, но быстрое возвращение к прежней нагрузке ( $\bar{N}_0=100\%$ ) после прохождения максимальных значений ( $\bar{N}\simeq 110\%$ ) не целесообразно из-за переходных процессов на ксеноне. Реально ощутимый эффект можно получить при параллельной работе в энергосистеме нескольких блоков с ВВЭР, покрывающих сезонные повышения нагрузки, причем моменты начала кампаний свежих загрузок топлива должны быть равномерно разнесены во времени.

Результаты расчетов, изображенные на рис. 5.3, и формула (5.3) использованы для предварительного обоснования форсировочной мощности реактора  $Q_p$  при различных температурах теплоносителя на выходе из ПГ (рис. 5.5).

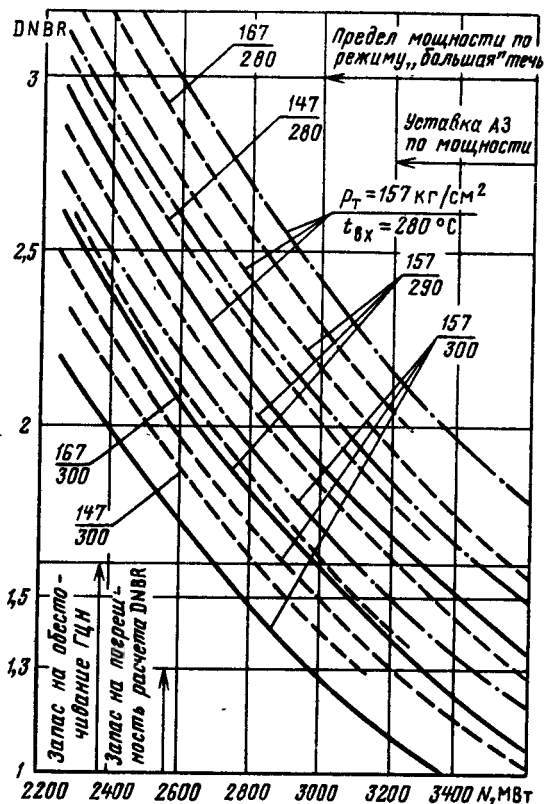


Рис. 5.3. Расчетная (по формуле ИАЭ) зависимость DNBR от тепловой мощности реактора при разных давлениях и входных температурах теплоносителя для расходов теплоносителя через зону, м<sup>3</sup>/ч:  
 - - - - - 95 000; - - - - - 85 000; ——— 75 000

Заметим, что снижение  $t_{вх}$  приводит к росту  $Q_p$ , но одновременно понижаются параметры пара в ПГ с естественной циркуляцией. Это уменьшает пропускную способность турбины и выдвигает задачу поиска компромиссных программ регулирования.

Для уточнения возможного снижения значений DNBR можно применить более совершенные программы, чем в [3], например программу «Веверка» (ЧССР). Вместе с тем осуществление форсировочных режимов реактора может повлиять не только на процессы с нарушениями циркуляции в I контуре (обесточивание ГЦН), но и на расчетные условия протекания максимальной проектной аварии и др. Полученные же результаты удовлетворяют только части основных критериев безопасности.

Необходимо продолжить научно-исследовательские работы по расчету и обоснованию запаса мощности активной зоны серийных ВВЭР-1000.

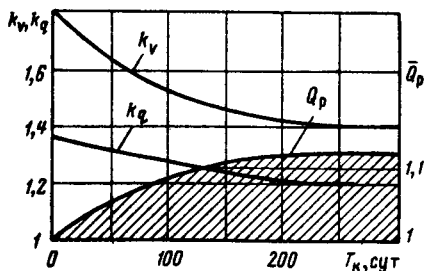


Рис. 5.4. Снижение коэффициентов неравномерности энергоснабжения в ходе выгорания топлива и рост допустимой по условиям  $DNBR = \text{const}$  тепловой мощности:

$k_v$  — коэффициент объемной неравномерности;  $k_q$  — коэффициент неравномерности энерговыделения по кассетам;  $\bar{Q}_p$  — тепловая мощность; /// — область, в которой допускается работа на мощности более 100%

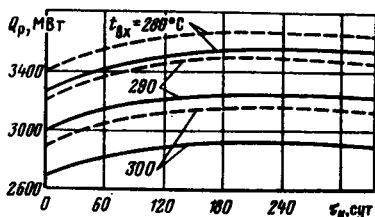


Рис. 5.5. Допустимая по условию  $DNBR = \text{const}$  тепловая мощность при разных входных температурах теплоносителя и расходах,  $\text{м}^3/\text{ч}$ :

— — —  $G = 75\,000$ ; — — —  $G = 85\,000$

Такие работы начаты в рамках координационных научно-технических программ по ядерной энергетике стран — членов СЭВ. Здесь же авторы сознательно не останавливаются подробно на всех проблемах безопасности АЭС с ВВЭР, которые детально исследованы в книгах проф. В. А. Сидоренко, проф. Г. Аккермана (ГДР) и других авторов.

## 5.2. РЕЗЕРВЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ

Практика сооружения ПГ и исследования их при эксплуатации свидетельствуют о том, что ПГ с естественной циркуляцией имеют определенные запасы по производительности. В рамках унифицированных корпусов некоторые меры конструктивного характера, улучшение водного режима и более совершенная организация промывок [35, 64, 70] могут дополнительно существенно повысить паропроизводительность и сепарационную способность ПГ.

Имеющиеся резервы паропроизводительности обусловлены следующими основными факторами.

Во-первых, для компенсации влияния загрязнений со стороны второго контура в течение эксплуатации уже на стадии проектирования принимается запас по площади теплообменной поверхности не менее 12—15%. Во-вторых, в запас расчета идут принимаемые повышенные расчетные термические сопротивления загрязнений, что создает дополнительные резервы. Так, экспериментально определенные термические сопротивления загрязнений ( $R_z$ ) ПГ первых очередей НВАЭС с различной продолжительностью эксплуатации и их расчетные значения приведены по данным СКБ ВТИ и НВАЭС в табл. 5.1.

Данные табл. 5.1 относятся к ПГ со сравнительно малой паропроизводительностью. Однако резервы имеются и по ПГ энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000.

Возможность отложений в этих ПГ учитывается, как отмечалось, запасом в 20—25% по площади поверхности нагрева

Таблица 5.1. Экспериментальные  $R_z$  и расчетные  $R_p$  термические сопротивления загрязнений и их доля в общем расчетном сопротивлении  $R$

| Мощность<br>ПГ, МВт | $R_z, 10^4 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ | $R_z/R, \%$ | $R_p, 10^4 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ | $R_p/R, \%$ |
|---------------------|-------------------------------------------|-------------|-------------------------------------------|-------------|
| 35                  | 0,19                                      | 9           | 0,29                                      | 14          |
| 45                  | 0,12                                      | 6           | 0,395                                     | 20          |
| 75                  | 0,06                                      | 3           | 0,275                                     | 13          |

[70], так как, в отличие от котлоагрегатов ТЭС, здесь невозможна «температурная самокомпенсация» снижения коэффициента теплопередачи.

Для полного предупреждения выделения железооксидного шлама и его отложений в пределах ПГ рекомендуется непрерывная дозировка комплексонов в питательную воду [70].

Преимущества комплексонного водного режима в полной мере могут быть реализованы, если каждый ПГ будет снабжен своим индивидуальным насосом-дозатором для подачи раствора из «общеблочного» бака. На НВАЭС [70] в 1983—1984 гг. разрабатывалась такая схема одновременного дозирования микроколичеств комплексона в питательную воду после всех ПВД и предлагалась проверка режима посуточной дозировки комплексона. В результате такого водного режима для ПГ АЭС с ВВЭР открывается возможность устойчивой во времени повышенной паропроизводительности. При практикуемых режимах очистки «на ходу» с дозированием комплексонов (в условиях накопления значительных отложений) избыточная паропроизводительность меняется в межпромывочном периоде от максимального до минимального уровня. По мнению авторов работы [70], для вновь проектируемых парогенераторов АЭС с ВВЭР непрерывная комплексонная обработка позволит отказаться от запаса по площади поверхности нагрева, что даст определенный экономический эффект (сокращение расхода нержавеющей аустенитной стали, улучшение гидродинамики и сепарации пара в ПГ).

Таким образом, если при обычной схеме очистки допустимая форсировочная мощность по условию генерации пара плавно снижается в межпромывочную (рабочую) кампанию от максимального значения до минимального, то при непрерывной очистке на «ходу» это значение мощности поддерживается на стабильно высоком уровне.

Вопрос, что выгоднее — перепроектирование ПГ на ПГ с пониженной площадью поверхности или периодическое использование запаса для генерации дополнительного пара и форсировки энергоблоков в часы максимального потребления энергии (или компромиссное решение), — предмет системного технико-экономического анализа. Что касается качества пара, то сепарационные устройства парогенераторов ПГВ-1000 имеют запас по сепарации 7—10% [64], что позволяет увеличить паропроизводительность без ухудшения качества при повышении мощности реактора.

Большим резервом улучшения сепарационных характеристик парогенераторов ПГВ-1000, как отмечено в [64], является совершенствование гидродинамики пароотводящей системы ПГ с односторонним отводом пара.

При такой схеме отвода пара различаются перепады давления на преодоление сопротивлений при проходе его по разноудаленным от выходного торца коллектора патрубкам. Максимальные расходы будут наблюдаться через патрубки, наиболее удаленные от торца. Высота парового объема выбирается из условий обеспечения нормируемой влажности именно этой части генерируемого пара. Применение дифференциального дросселирования в пароотводящих патрубках позволило бы увеличить паропроизводительность еще на 7—10% при сохранении сепарационных характеристик.

Непрерывная комплексонная обработка питательной воды ПГ АЭС [70] позволяет также улучшить гидродинамику ПГ и сепарацию пара. Это обусловлено возможностью увеличения высоты парового объема при том же расположении трубчатки по сечению ПГ или при той же высоте парового объема путем более редкого расположения трубчатки по сечению ПГ, т. е. уменьшением скорости пара.

Сепарационные устройства парогенераторов ПГВ-4 (ВВЭР-440) и ПГВ-1000 (ВВЭР-1000) горизонтального типа конструкции ОКБ «Гидропресс» обеспечивают осушку насыщенного пара до проектной влажности (не более 0,2—0,25% по массе) и имеют запас по сепарации 7—10% [64].

Организованный отвод влаги с жалюзийного сепаратора под уровень воды (в ПГВ-1000) предпочтительнее, чем на зеркало испарения (как в ПГВ-4), тем не менее установка жалюзийного сепаратора уменьшает высоту парового объема, снижает эффективность гравитационной сепарации. В связи с этим в [64] предлагается заменить жалюзийный сепаратор пароприемным дырчатым потолком.

Эта мера в комплексе с установкой в пароотводящих патрубках дроссельных шайб с различными коэффициентами сопротивления дает возможность еще большего увеличения паропроизводительности или сохранения сепарационных характеристик.

Экспериментальные исследования электрозондированием истинного объемного паросодержания в ПГВ-1000 с учетом сепарационных испытаний на пароводяной модели [86] также позволяют надеяться на возможность существенного повышения паропроизводительности аппарата.



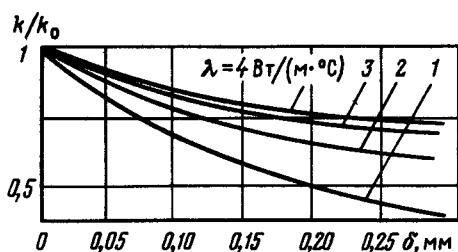


Рис. 5.6. Снижение коэффициента теплопередачи в ПГ энергоблока с ВВЭР-440 из-за роста толщины коррозионных отложений [34] при разных теплопроводностях отложений

Немаловажное значение для интенсификации теплопередачи в ПГ двухконтурных АЭС имеет, как отмечалось, снижение коррозионных отложений.

Так, на рис. 5.6 по данным [34] представлены относительные изменения коэффициента теплопередачи в парогенераторах ПГВ-4М энергоблока КолаАЭС в зависимости от загрязненности поверхности. В этой работе расчетным путем обосновано снижение температуры теплоносителя на входе в реактор  $t_{вх}$  с уменьшением толщины коррозионных отложений на поверхности ПГ со стороны второго контура и, как следствие этого, рост допустимой мощности (рис. 5.7).

Качественно эти зависимости совпадают с ранее приведенными (см. § 5.1) данными по влиянию  $t_{вх}$  на DNBR, а следовательно, и на допустимую мощность в реакторах ВВЭР-1000.

Определенными резервами паропроизводительности обладают и прямоточные ПГ. Их исследованию посвящены работы [32, 35]. Результаты экспериментальных исследований изменения теплопередающей способности поверхности нагрева прямоточного парогенерирующего элемента из-за формирования железоксидных отложений со стороны второго контура и образований на стенке, омываемой средой первого контура, приведены в [35].

Проведенные исследования позволили уточнить коэффициент теплопередачи и продолжительность межпромывочного периода. Отмечено, что в условиях отсутствия кипения со стороны первого контура при калийно-аммиачном водном режиме с борным регулированием нейтронного потока в реакторе на трубчатке ПГ образуется только плотный слой, состоящий главным образом из магнетита. В табл. 5.2 приведены значения коэффициентов теплопередачи с учетом термического сопротивления образований со стороны обоих контуров  $k^*$ .

$N_{доп}$ , отн. ед.

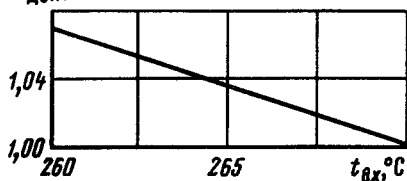


Рис. 5.7. Зависимость допустимой мощности реактора ВВЭР-440 от входной температуры теплоносителя

**Таблица 5.2. Влияние отложений на поверхности прямоточного ПГ на интенсивность теплопередачи**

| Участок теплообмена | Коэффициент теплопередачи<br>с учетом отложений,<br>Вт/(м <sup>2</sup> · К) | Отношение коэффициентов<br>теплопередачи<br>$k_{расч}/k^*$ , отн.ед. |
|---------------------|-----------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| Экономайзерный      | 4030                                                                        | 1,245                                                                |
| Испарительный       | 7625                                                                        | 1,074                                                                |
| Перегревательный    | 1620                                                                        | 1,1840                                                               |

Проработки конструкции вертикального прямоточного ПГ единичной мощностью 500 МВт выполнялись ВТИ и СКБ ВТИ с участием ЗиО и ЦКТИ. Основные его параметры имеют значения:

|                                                                     |           |
|---------------------------------------------------------------------|-----------|
| Давление пара на выходе, МПа .....                                  | 6,3       |
| Температура пара, °С .....                                          | 315       |
| Температура питательной воды, °С .....                              | 220       |
| Паропроизводительность, кг/с (т/ч) .....                            | 800(2850) |
| Давление теплоносителя первого контура, МПа .....                   | 15,8      |
| Температура теплоносителя, °С:                                      |           |
| на входе .....                                                      | 326       |
| на выходе .....                                                     | 285       |
| Площадь теплообменной поверхности (расчетная), м <sup>2</sup> ..... | 15850     |
| Общая масса аппарата, т .....                                       | 460       |

Трубчатка ПГ состоит из двух теплообменных пучков (верхнего и нижнего), образованных концентрическими слоями спиральновитых труб диаметром 12×1,2 мм из стали ЭП-350.

Переходная зона (ухудшенного теплообмена) имеет нижней границей сечение теплообменной поверхности, в котором достигается паросодержание среды  $x = x_{гп} = 0,85 \div 0,9$ .

Прямоточные ПГ имеют специфические резервы повышения паропроизводительности, отсутствующие у ПГ с естественной циркуляцией. Так, с увеличением нагрузки из-за возрастания доли поверхности с повышенными значениями коэффициента теплопередачи повышается его общая теплопередающая способность.

В [32] отмечают такие преимущества прямоточных ПГ, как повышенная маневренность и возможность регулирования тепловой мощности реактора при постоянной средней температуре теплоносителя, возможность достижения большей единичной мощности ПГ в однокорпусном исполнении, представлены возможные схемы контура рециркуляции для смыва отложений. В этих конструкциях также имеется возможность повышения паропроизводительности за счет непрерывного поддержания чистоты поверхностей теплообмена.

### 5.3. СХЕМЫ И СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ МОЩНОСТИ ТУРБОУСТАНОВОК

В период с 1980 по 1983 г. ПО Союзтехэнерго совместно с ПОАТ ХТЗ и НВАЭС проведены экспериментально-наладочные работы на турбоустановках блока НВАЭС. В октябре—ноябре 1982 г. в частности проверена максимальная пропускная способность [98] одной из турбин К-500-60/1500.

При работе в режиме с полностью открытыми клапанами максимальная электрическая мощность турбины достигла 536 МВт, а удельный расход тепла составил 10480 кДж/(кВт·ч). При этом значения параметров пара перед турбиной составили:  $p_0 = 5,88$  МПа;  $x_0 = 0,995$ . Температура пара на выходе из СПП равнялась 250° С, температура охлаждающей воды 22° С, расход 91650 м<sup>3</sup>/ч. Пропускная способность части высокого давления составила 3129 т/ч, что на 1,4% выше расчетной. В испытаниях при  $p_0 = 5,55$  МПа расход пара через полностью открытые стопорно-регулирующие клапаны составил всего 2954 т/ч (что точно соответствует теоретическим расходным соотношениям).

Подобные проработки по турбине К-1000-60/1500 с расходом пара 6400 т/ч и давлением перед турбиной  $p_0 = 6$  МПа показывают, что падение начального давления на 0,1 МПа влечет уменьшение электрической мощности турбины примерно на 20 МВт из-за ограничений пропускной способности проточной части. Если ввести байпасирование, то при номинальном расходе и таком же снижении давления падение мощности пропорционально уменьшению КПД и составляет 0,24%, или 2,5 МВт. Имеющиеся на влажнопаровых турбинах, находящихся в эксплуатации, запасы пропускной способности связаны с отсутствием в первый период создания турбин для АЭС достоверных данных о коэффициентах расхода плотного влажного пара, а также в некоторой степени с несогласованностью данных о расходе свежего пара, полученных разработчиками ЯППУ и турбоустановки.

Очевидно, что одним из путей форсировки мощности турбины является повышение давления на входе или в одной из камер первых отсеков турбины.

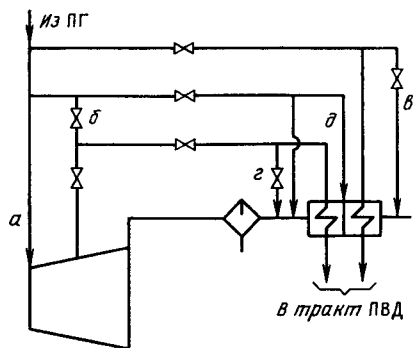
Конструкции турбин, работающих на влажном паре, очевидно, должны допускать возможность форсировки мощности, но их экономичность при форсировке различными способами слабо освещена в литературе.

В работах [13, 21] рассмотрены возможности форсировки турбины на примере турбины К-1000-60/1500-2, работающей на двухконтурной АЭС с водо-водяным реактором.

Базовый вариант турбины конструкционно состоит из одного двухпоточного ЦВД, двух двухпоточных ЦНД и двух конденсаторов.

Рис. 5.8. Возможные схемы форсировки мощности турбины при подаче дополнительного пара:

*a* — в голову турбины; *б* — в трубопровод отбора пара из ЦВД; *в* — в трубопровод за СПП; *г* — в «рассечку» между сепаратором и первой ступенью пароперегревателя; *д* — в «рассечку» между ступенями СПП



Рассмотрены следующие варианты форсировки мощности турбины: повышением давления пара перед турбиной (линия *a* на рис. 5.8); устройством обводной линии с клапаном для подачи дополнительного количества пара в трубопровод, соединяющий первый отбор с первой ступенью промперегрева (линия *б* на рис. 5.8); устройством обвода (с подачей пара в трубопровод за второй ступенью промперегрева (линия *в* на рис. 5.8); устройством обвода с подачей пара в пространство между сепаратором и первой ступенью промперегрева (линия *г* на рис. 5.8); устройством обвода с подачей пара в пространство между первой и второй ступенями промперегрева (линия *д* на рис. 5.8). На рис. 5.8 на одной схеме условно показаны обводные линии вариантов *б*—*д*.

В варианте *a* необходимы дополнительные меры по адаптации реакторной установки, так как возрастают давление и температура теплоносителя первого контура. В вариантах *б*—*д* давление на выходе из ПГ такое же, как и в базовом варианте турбины.

Во всех вариантах расход пара на турбину принят на 15% выше расхода в базовом варианте. Снижение температуры питательной воды проводилось уменьшением расхода пара на ПВД и дросселированием пара. Давление в деаэраторе и температура воды на выходе из ПНД оставались одинаковыми и равными значениям в базовом варианте. Расход охлаждающей воды был неизменным, давление в конденсаторе определялось по типовой характеристике, недогрев в подогревателях — на основании данных завода. Изменение КПД отсеков турбины учитывалось по методике МЭИ.

Схема рассчитывалась приближенным методом с проверкой сходимости расходов и совпадения энтальпий на входе в ЦНД, в точках смешения потоков и ряде других точек, а также с проверкой сходимости давлений в отборах, на входе в ЦНД и на входе в сопла первой ступени ЦВД.

Результаты расчетов представлены в табл. 5.3.

В варианте *в* форсировки мощности турбины температура пара перед отсечными клапанами ЦНД дана после смешения потоков, идущих через обвод и сепаратор-пароперегреватель.

Таблица 5.3. Характеристики турбины К-1000-60/1500  
при разных способах форсировки мощности

| Параметр                                                    | Вариант   |           |           |           |           |           |
|-------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                                                             | Базовый   | <i>a</i>  | <i>б</i>  | <i>в</i>  | <i>г</i>  | <i>д</i>  |
| Расход пара на турбину, кг/с                                | 1786,11   | 2054,02   | 2054,02   | 2054,02   | 2054,02   | 2054,02   |
| Давление на выходе из ПГ, МПа                               | 6,2745    | 7,4540    | 6,2745    | 6,2745    | 6,2745    | 6,2745    |
| Давление в конденсаторе, кПа                                | 4,85      | 5,55      | 5,6       | 6,1       | 6,1       | 6,08      |
| Температура пара перед отсечными клапанами ЦНД, °С          | 250       | 252       | 247       | 235       | 240       | 240       |
| Давление в сепараторе, МПа                                  | 1,1137    | 1,3540    | 1,367     | 1,4376    | 1,4546    | 1,4373    |
| Влажность пара на выходе из последней ступени ЦНД, отн. ед. | 0,122     | 0,124     | 0,13      | 0,14      | 0,136     | 0,136     |
| Электрическая мощность турбин, кВт                          | 1 005 779 | 1 187 536 | 1 130 977 | 1 114 624 | 1 114 312 | 1 113 966 |

Наибольшее возрастание мощности, как и следовало ожидать, наблюдается в варианте *a*. Это объясняется тем, что одновременно с ростом расхода пара растет давление пара перед турбиной. Этот вариант требует повышения давления и температуры теплоносителя в первом контуре.

Из других вариантов наиболее эффективен вариант *б*. Варианты *г*; *д* равноэкономичны: в вариантах *г*, *д* не произошло возрастания мощности по отношению к варианту *в* из-за того, что в них количество пара, идущего на промперегрев, больше, чем в варианте *в*, вследствие чего увеличение температуры промперегрева не принесло существенного прироста мощности. Различие мощностей в вариантах *в*—*д* лежит в пределах точности расчетов. В вариантах *г* и *д* влажность пара на выходе из последней ступени ЦНД несколько ниже, чем в варианте *в*.

Во всех рассмотренных вариантах влажность пара на выходе из последней ступени находится в допустимых пределах (менее 0,15).

Анализ показывает, что если в новой турбине будет произведена форсировка мощности с обводом и подачей значительно большего количества пара, чем в рассмотренных случаях, то обвод в пространство между сепаратором и первой ступенью промперегрева может найти применение, так как в сочетании с подачей свежего пара в первую ступень промперегрева это обеспечит допустимую влажность пара на выходе из последней ступени ЦНД. Сепаратор, возможно, придется делать выносным или предусмотреть пространство

в комбинированном сепараторе-пароперегревателе для ввода обводимого потока пара.

Таким образом, наибольшей эффективностью по приросту мощности турбины и экономичности обладает способ форсировки путем повышения давления пара перед турбиной. Необходимы поиски путей его реализации в новых блоках АЭС большой мощности.

Наибольший эффект при форсировке мощности обводом части пара дает вариант с подачей пара в трубопровод, соединяющий первый отбор с первой ступенью промперегрева.

В отношении эрозийного износа все рассмотренные методы форсировки мощности турбины при принятом увеличении расхода пара (на 15%) допустимы. При больших расходах в трех последних вариантах необходимо предусмотреть мероприятия по уменьшению влажности в последних ступенях ЦНД.

Возможным, хотя и менее эффективным способом получения дополнительной мощности турбин АЭС является направление в наиболее энергонапряженные часы горячих дренажей АЭС сепаратора и пароперегревателя не в систему регенерации, а в специальные расширители. Получаемый сухой пар из них можно подавать в определенный отсек проточной части для совершения дополнительной работы.

Подвод дополнительного количества пара приводит к изменению давлений и энтальпий по проточной части в последующих за камерами подвода отсеках. На практике этими изменениями, как показывают расчеты, можно пренебречь. Однако изменения конечной энтальпии пара (при неизменном расходе охлаждающей воды) следует учесть. Необходимо также учитывать некоторый недогрев воды в тракте ПВД из-за отключения поступления в них потоков дренажей.

Чем выше давление в каждом из расширителей, тем выше энтальпия сухого пара и больше удельная дополнительная работа пара в турбине, но меньше его количественная доля в пароводяной смеси в расширителе. Поэтому существуют своеобразные оптимумы давлений в расширителях, определяемые по критерию максимума дополнительной работы каждого из потоков. Удобнее искать оптимальные степени сухости, а не давления в расширителях по критерию

$$\max |\Delta N_j = D_0 \alpha_j x_j (h_j - h_k) \eta_{м.г} (1 - \xi_{с.н})|. \quad (5.4)$$

Расчетная формула может быть получена на основе дифференциальных соотношений термодинамики в частных производных, подробно представленных в [10], и имеет вид

$$\frac{\partial N_j}{\partial x_j} = 0 = D_0 \alpha_j \left\{ h_j - h_k - \frac{v_{sj} \eta_{oi} r_j^2 x_j}{T_j (v_j'' - v_j') [c_j' (1 - x_j) + c_j'' x_j]} \right\} \eta_{м.г} (1 - \xi_{с.н}), \quad (5.5)$$

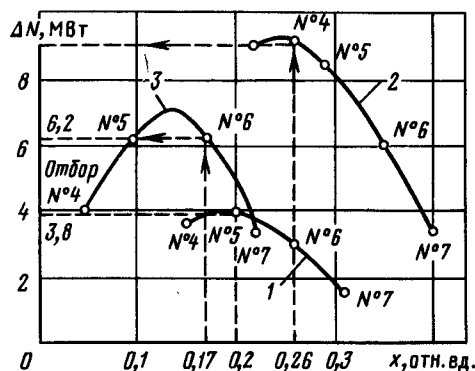


Рис. 5.9. Зависимость дополнительной мощности, развиваемой паром горячих дренажей, от степени его расчетной сухости в расширителях дренажей: 1 — для первой ступени пароперегревателя; 2 — для второй ступени пароперегревателя; 3 — для сепаратора (на кривых обозначены номера отборов, в которые подается пар из расширителей)

где  $D_0$  — расход пара в голову турбины, кг/с;  $\alpha_j$  — относительная доля

$j$ -го дренажа;  $h_j$ ,  $h_k$  — энтальпии пара в подсоединяемой к расширителю камере отбора и на выходе пара из турбины, кДж/кг;  $\xi_{с.н}$  — коэффициент, учитывающий расход собственных нужд блока;  $\eta_{м.г}$  — КПД, учитывающий механические потери на валу турбины и электрические потери в генераторе;  $\eta_{oi}$  — относительный внутренний КПД последующего за камерой ввода отсека;  $v_{sj}$  — удельный теоретический объем пара в камере, соединяемый с  $j$ -м расширителем, м<sup>3</sup>/кг;  $T_j$ ,  $r_j$  — абсолютная температура и теплота парообразования пара  $j$ -го расширителя;  $v'_j$ ,  $v''_j$  — удельные объемы воды и сухого пара соответственно, м<sup>3</sup>/кг;  $c'_j$ ,  $c''_j$  — удельные теплоемкости воды и сухого пара (вдоль левой и правой ветвей пограничной кривой) соответственно, кДж/(кг · К).

Результаты расчетов для турбины К-1000-60/1500 оптимальной степени сухости в расширителях и соответствующих дополнительных мощностей, обеспечиваемых потоками пара из них, представлены по данным [104] на рис. 5.9.

Как видно из рисунка, наибольшую дополнительную мощность обеспечивает поток пара из расширителя дренажа второй ступени пароперегревателя, что объясняется его наибольшей энтальпией. Как поясняется на рис. 5.9, из расширителя дренажа сепаратора насыщенный пар с давлением 0,085 МПа (массовой долей 0,17) следует направлять в шестой отбор турбины, что обеспечит  $\Delta N = 6,2$  МВт; из расширителей дренажей первой и второй ступеней промпрегревателей с давлениями 0,32 и 0,6 МПа (массовыми долями 0,2 и 0,26) — соответственно в пятый и четвертый отборы турбины, что даст дополнительную мощность 3,8 и 9 МВт.

Совместная работа всех трех расширителей дает общий эффект (18,4 МВт), меньший, чем суммарный (20 МВт), что обусловлено в основном ухудшением вакуума при одновременной работе в турбине всех трех потоков.

Определенное увеличение мощности может быть получено применением на АЭС традиционного способа, используемого на ТЭС, — отключения ПВД в сочетании с одновременным повышением мощности реактора. В трактах всех турбин АЭС с ВВЭР предусматриваются два или три ПВД.

Поэтому такой метод форсировки мощности, безусловно, заслуживает внимания и имеет на АЭС специфические особенности. Отмечается [49, 69], что обратное влияние паротурбинной части на процессы в активной зоне двухконтурной АЭС, умело используемое персоналом, может повысить эффективность энергоблока. Так, на КолАЭС энергоблок с ВВЭР-440 работал в завершение кампании более 1,5 мес с отключенным ПВД после того, как были исчерпаны возможности полного открытия клапанов турбины.

Максимальная мощность и конечное давление турбоустановок АЭС отечественного и зарубежного производства приведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4. Форсировочные характеристики турбин большой мощности

| Типоразмер турбины, изготовитель, страна | Характеристика             |                        |
|------------------------------------------|----------------------------|------------------------|
|                                          | Максимальная мощность, МВт | Конечное давление, кПа |
| К-1000-60/3000, ПОТ, ЛМЗ, СССР           | 1074                       | 5,1                    |
| К-1300-70/1500, КВУ, ФРГ                 | 1349                       | 3,5                    |
| К-1300-75/1600, ДЭ, США                  | 1367                       | 5,2                    |
| К-1100-61/1600, «Мицубиси», Япония       | 1175                       | 5,1                    |
| К-1000-60-2/1500, ПОАТ ХТЗ, СССР         | 1114                       | 3,9                    |

По мнению ряда специалистов, проектные организации часто завышают количественные характеристики оборудования энергоблоков, в результате чего при номинальном расходе от ЯППУ турбины работают с излишним дросселированием свежего пара, а турбонасосные агрегаты блоков с заниженным расходом и с пониженным КПД.

Все сказанное ставит в число актуальных задачу внедрения форсировки мощности отключением ПВД на АЭС с ВВЭР. Эффект, получаемый при этом, будет выше, чем достигаемый в сходных условиях на энергоблоках ТЭС, где повышение мощности отключением ПВД давно апробировано как в нашей стране, так и за рубежом.

Рассмотрим передачу дополнительного тепла от реактора к турбине и повышение электрической мощности блока, осуществляемое известным способом отключения или ограничения отборов пара в ПВД.

Примем обычную схему потоков, когда в ПВД поступают греющий пар регенеративного отбора ЦВД и горячий дренаж второй ступени СПП. Поэтому при отключении отбора пара необходимо учитывать частичный (незначительный) подогрев питательной воды за счет горячего дренажа. Этот подогрев может быть определен системой балансовых уравнений теплоты и уравнений теплопередачи.



Уравнения системы и ее решения для отключенной одной ступени подогрева имеют вид:

$$\frac{t_6 - t_5}{t_3 - t_4} = \frac{w_1}{w_2}; \quad (5.6)$$

$$\frac{t_4 - t_5}{t_3 - t_6} = e^{-k_2 F_2 (1/w_1 - 1/w_2)} = k_{II}; \quad (5.7)$$

$$\frac{t_7 - t_6}{t_1 - t_3} = \frac{w_1}{w_2}; \quad (5.8)$$

$$\frac{t_3 - t_7}{t_3 - t_6} = e^{-k_1 F_1 / w_2} = k_{II}; \quad (5.9)$$

$$t_3 = \frac{t_1 \frac{w_1}{w_2 (1 - k_{II})} + \frac{1 - w_2 / w_1}{k_1 - w_2 / w_1} t_5}{1 + \frac{w_1}{w_2 (1 - k_{II})} + \frac{1 - k_1}{k_1 - w_2 / w_1}}, \quad (5.10)$$

где  $t_1, t_3, t_4$  — температура греющей среды на входе в подогреватель, в зоне конденсации, на выходе из охладителя дренажа соответственно;  $t_5, t_6, t_7$  — температура воды на входе в подогреватель, в зону конденсации и на выходе из аппарата;  $w_1, w_2$  — расходные теплосмкости греющей и нагреваемой сред, кВт/К;  $k_1$  и  $k_{II}$  — отношение минимального и максимального температурных напоров на участках охлаждения дренажа и конденсации соответственно.

Методика расчета справедлива и для нескольких ступеней отключаемых ПВД.

Периодическое отключение ПВД и снижение температуры воды на входе в ПГ не будет вызывать явлений малоциклового усталости в металле корпуса ПГ, так как вода подается под уровень зеркала испарения и смешивается с кипящей водой ПГ (горизонтальный тип с естественной циркуляцией).

Для компенсации недогрева воды в тракте ПВД в режимах повышенной нагрузки предлагалось [20] установить в циркуляционных петлях дополнительный ВВП, что позволило бы одновременно реализовать отрицательный температурный эффект реактивности в реакторе. Но такое решение, требующее дополнительного обоснования, в расчетах не рассматривалось из-за того, что, во-первых, снижается надежность этого узла и может потребоваться пересмотр анализа максимальной проектной аварии, во-вторых, повышается гидравлическое сопротивление первого контура.

Можно обеспечить повышенную паропроизводительность ПГ, не прибегая к развитию их поверхности. Рассмотрим два типа ПГ: применяемые сейчас с естественной циркуляцией и возможные в перспективе прямоточные. На рис. 5.10 изоб-

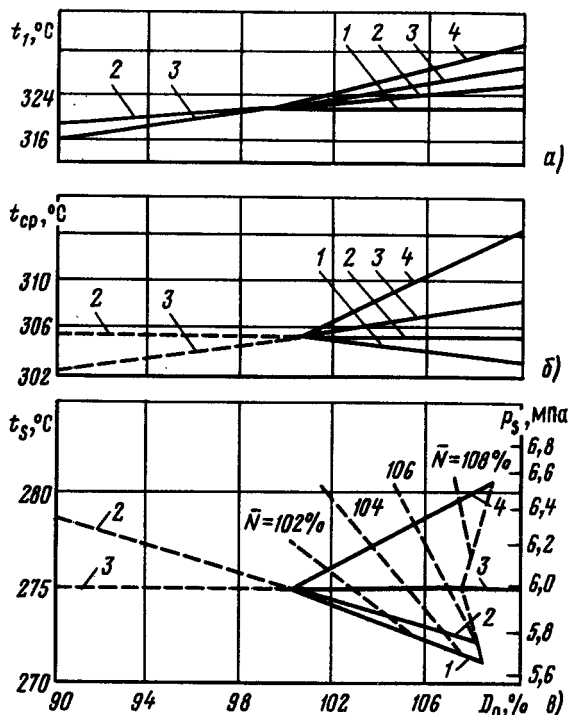


Рис. 5.10. Зависимости температуры воды на входе в ПГ (а), средней температуры в активной зоне (б) и параметров насыщенного пара (в) от паропроизводительности ПГ при разных программах регулирования: 1— $t_1 = \text{const}$ ; 2— $t_{ср} = \text{const}$ ; 3— $p_s = \text{const}$ ; 4— $p_{сф} = (D_{ф}/D_0)p_{с0}$ ; --- уровни повышенной мощности, достигаемые при программах регулирования 1—4

ражены результаты расчетов изменения температуры теплоносителя на входе в ПГ с естественной циркуляцией  $t_1$  средней температуры воды в активной зоне  $t_{ср}$  и параметров насыщения пара  $p_s$  и  $t_s$  в ПГ. Рассмотрены различные возможные программы регулирования этих параметров в зоне повышенных нагрузок (линии 1—4). По условиям работы паровпускных конструкций турбины наиболее приемлема программа 4 (рис. 5.10), где на разных режимах обеспечивается давление в ПГ, необходимое для пропуска всего повышенного расхода пара через заданное входное сечение работающей турбины. При этом достигается наиболее высокий КПД  $\eta_{oi}$  турбины, а возможно, и КПД цикла и, как следствие этого, наибольшая электрическая мощность для рассматриваемых тепловых нагрузок ПГ (цифры на кривых 1—4, рис. 5.10). Вместе с тем такая программа трудноосуществима, так как, во-первых, требуется выбор проектной номинальной величины  $t_1$  с запасом на

увеличение при форсировке мощности реактора и рост в связи с этим площади поверхности ПГ; во-вторых, при работе повышение  $t_1$  (см. § 5.1) может ограничивать допускаемую форсировку мощности реактора по условиям запаса до кризиса теплообмена.

В программе 1 (рис. 5.10), напротив, развиваемая электрическая мощность и КПД энергоблока наиболее низкие, потому что повышенный пропуск пара более низкого, в сравнении с расчетным, давления можно обеспечить только байпасированием проточной части турбины, например, одним из способов, предложенных в [21]. При этом значение  $t_1$  на входе в ПГ на всех режимах остается постоянным и предельно допустимым.

Программы 2 и 3 (рис. 5.10) являются промежуточными и характеризуются либо постоянными, либо снижающимися, но в меньшей мере, чем в программе 1, давлениями.

Реализация программ 1—3 в турбоустановках может отличаться лишь конструкционным выполнением байпасирования проточной части. При ПГ с естественной циркуляцией форсировка мощности турбины встречает определенные затруднения. Так, при подаче в ПГ без экономайзерной зоны более холодной воды и при неизменной тепловой мощности реактора падает паропроизводительность ПГ, а следовательно, и мощность, развиваемая основным потоком пара в турбину. Дополнительные потоки пара, высвобождающиеся при отключении ПВД и направляемые в проточную часть, могут компенсировать (и перекомпенсировать) снижение мощности основного потока. В условиях работы на номинальной тепловой мощности со включенными ПВД и температурой питательной воды, выбираемой при проектировании обычно ниже термодинамически оптимального значения, отключение ПВД (снижение КПД) при постоянной мощности реактора приведет к снижению электрической мощности энергоблока.

Повышение тепловой мощности реактора при постоянной средней температуре теплоносителя вызывает необходимость увеличения температуры на выходе из активной зоны и понижения ее на входе. Из-за роста минимального температурного напора при этом снижается давление в ПГ и возникают сложности с пропуском пара в голову турбины с заданным проходным сечением паровпуска. Как уже отмечалось, пропускная способность части высокого давления существенно снижается и при этом для пропуска в турбину избыточного пара необходимы изменения в конструкции органов паровпуска (например, организация обводного регулирования).

Определенными форсировочными возможностями обладают электрические генераторы как для тихоходных турбоустановок

(четырёх полюсных), так и для быстроходных (двухполюсных) [106]. В табл. 5.5 приведены основные характеристики синхронных трехфазных турбогенераторов мощностью 500 и 1000 МВт (эл.). Как видно из таблицы, в основном возможность форсировки электрической мощности названных генераторов определяется качеством охлаждения обмоток ротора и статора, т. е. соответственно температурными уровнями охлаждающего водорода и технической воды. В ряде технико-экономических исследований эффективности работы на повышенном уровне мощности (при отключении ПВД на ТЭС) указываются дополнительные затраты на электрогенератор и трансформатор (обычно от 3 до 5,7 руб/кВт).

Таблица 5.5. Характеристики максимальной длительной нагрузки электрогенераторов большой мощности

| Параметр                                                                         | 500 (двухполюсный) | 500 (четырёхполюсный) | 1000 (двухполюсный) | 1000 (четырёхполюсный) |           |
|----------------------------------------------------------------------------------|--------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|-----------|
|                                                                                  | Режим              |                       |                     |                        |           |
|                                                                                  | I нормальный)      | II (форсированный)    | II                  | II                     | II        |
| Мощность, кВ·А                                                                   | 611 000            | 647 000               | —                   | —                      | —         |
| Активная мощность, кВт                                                           | 500 000            | 550 000               | 550 000             | 1 100 000              | 1 100 000 |
| Коэффициент мощности                                                             | 0,9                | 0,85                  | 0,85                | 0,85                   | 0,9       |
| Напряжение, В                                                                    | 2000               | 2000                  | —                   | —                      | —         |
| Ток статора, А                                                                   | 17 640             | 18 700                | —                   | —                      | —         |
| КПД                                                                              | Не нормируется     |                       | 0,986               | 0,9875                 | —         |
| Температура охлаждающего водорода, °С:                                           |                    |                       |                     |                        |           |
| не более                                                                         | 40                 | 27                    | —                   | —                      | —         |
| не менее                                                                         | 20                 | 20                    | —                   | —                      | —         |
| Температура технической воды, поступающей в газоохладители и теплообменники, °С: |                    |                       |                     |                        |           |
| не более                                                                         | 33                 | 20                    | 25                  | 25                     | 33        |
| не менее                                                                         | 15                 | 15                    | —                   | —                      | —         |

Испытания головного турбогенератора ТВВ-1000-4 для турбины К-1000-60/1500 подтвердили соответствие его характеристик требованиям ГОСТ [106]. При повышенном на 0,05 МПа в сравнении с номинальным (равным 0,49 МПа) давлении водорода и пониженной его температуре турбогенератор может развивать длительно мощность 1 100 000 кВт при коэффициенте мощности 0,9.

В отношении форсировки электрогенератора перспективно применение полностью водяного охлаждения («трехводного» — для ротора, обмотки статора и сердечника).

Так, в 1980 г. турбогенератор мощностью 800 МВт с полностью водяным охлаждением был введен в эксплуатацию на Рязанской ГРЭС. Практика показала, что его максимальная мощность существенно превышает расчетную (на 20—25%).

#### 5.4. ОСОБЕННОСТИ ФОРСИРОВКИ МОЩНОСТИ ЭНЕРГООБЛОКОВ С ПРЯМОТОЧНЫМИ ПАРОГЕНЕРАТОРАМИ

Значительные возможности форсировки мощности появляются на энергоблоках АЭС с прямоточным принципом генерации пара. При этом одновременно с ограничением регенеративных потоков пара снижением  $t_{п.в}$  и увеличением тепловой мощности реактора до заданного допустимого значения оказывается возможным повысить расход и давление питательной воды на входе в ПГ и снизить до нуля перегрев пара на выходе из него.

Такая схема позволяет реализовать отрицательный температурный эффект реактивности при снижении температуры теплоносителя на входе в реактор, кроме того, возрастает общая интенсивность теплообмена в ПГ за счет исчезновения зоны перегрева пара и развития участков поверхности с более высоким коэффициентом теплопередачи (экономайзерного и испарительного). На рис. 5.11, 5.12 изображены по данным СКБ ВТИ и фирмы «Вестингауз» изменения площадей поверхностей нагрева для характерных зон теплообмена в интервале от пониженных паропроизводительностей до равных 110%.

Для оценки изменения площадей поверхностей при увеличении тепла, передаваемого ПГ, на величину  $\Delta$  можно использовать аппроксимационные зависимости:

$$\Delta F_z = (0,12 + 0,2\Delta\bar{Q}_\phi) F_z;$$

$$\Delta F_{и} = (0,68 + 1,8\Delta\bar{Q}_\phi) F_{и};$$

$$\Delta F_{п} = (0,2 - 2,0\Delta\bar{Q}_\phi) F_{п}.$$

По данным для номинального режима отечественных ПГ коэффициенты теплопередачи на этих участках: кВт/(м<sup>2</sup>·°С),  $k_z = 4,473$ ;  $k_{и} = 5,373$ ;  $k_{п} = 2,828$ . Общая площадь поверхности теплообмена  $F_z = 10960$  м<sup>2</sup>, где на пароперегреватель приходится  $F_{п} = 1410$  м<sup>2</sup>.

Необходимо учитывать, что со снижением перегрева пара, отказом от него и переходом на генерацию сухого насыщенного пара пропускная способность части высокого давления турбины растет также из-за снижения удельного объема рабочего тела.

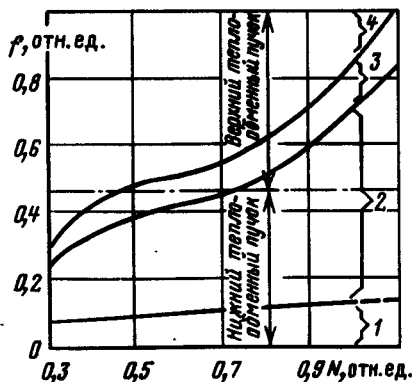


Рис. 5.11. Перераспределение площадей поверхностей нагрева прямоточного ПГ при изменении нагрузки энергоблока (данные ВТИ) для разных зон:

1 — экономайзерная; 2 — испарительная; 3 — переходная; 4 — перегревательная

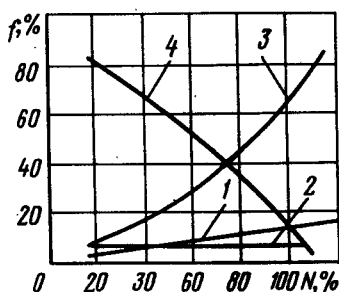


Рис. 5.12. Перераспределение площадей поверхностей нагрева прямоточного ПГ (данные фирмы «Вестингауз», США) при различных нагрузках энергоблока (обозначения те же, что на рис. 5.11)

Так, расчеты показывают, что предлагаемый вариант форсировки турбины К-1000-60/1500 в энергоблоке с реактором ВВЭР-1000 можно осуществить следующим образом.

Температура питательной воды может быть снижена отключением верхнего ПВД с 220 до 192° С, т. е. на 28° С.

Неизменные начальные параметры слабоперегретого пара при этом могут быть сохранены ( $p = 6,76$  МПа,  $t = 310^\circ$  С,  $G = 1503$  кг/с) при повышении мощности на 6%. При этом средняя температура теплоносителя должна быть увеличена с 304 до 306° С, т. е. на 1,5° С. Электрическая мощность турбоустановки возрастает при этом на 40 МВт (4%).

Далее следует увеличить напор и расход питательного насоса так, чтобы рост давления пара перед полностью открытыми клапанами турбины и его расход и одновременное снижение перегрева пара до температуры насыщения были взаимно согласованы с возрастанием паропропускной способности головной части турбины при ее полностью открытых клапанах. Для этого следует увеличить давление пара с 6,76 до 7,5 МПа (на 0,74 МПа) и его расход с 1503 до 1828,8 кг/с. Тепловая мощность при этом повышается еще на 15% от исходного номинального значения, т. е. до 121% при повышении средней температуры теплоносителя с 306 до 311° С (на 5° С). Электрическая мощность турбоустановки становится равной 1168 МВт, или 116,8%. Температура воды при этом на выходе из активной зоны составит 328° С.

Основные расчетные уравнения при таком анализе:

$$G_p c_p^a \Delta t_p = D_0 \Delta h_{\text{ПГ}}; \quad Q_{\text{ПГ}} = \sum k_i F_i \Delta t_{\text{ср}i}^{\text{лог}};$$

$$F_{\text{ПГ}} = \sum F_i = \text{const}; \quad p_0 = p_{\text{ПГ}} - \Delta p_{\text{тр}}.$$

Эти уравнения, учитывающие балансы передачи теплоты от первого контура ко второму, по зонам теплообмена, а также постоянство общей площади поверхности нагрева ПГ и потери давления в тракте ПГ — турбина, после преобразований можно представить в виде:

$$\frac{t_2 - t_{п.в}}{t_1 - t_{пс}} = \exp \left( \frac{k_3 S_3}{D_{ПГ} c_p^B} - \frac{k_3 S_3}{G_p c_p^B} - \frac{k_n S_n}{D_{ПГ} c_p^B} + - \frac{k_n S_n}{D_{ПГ} c_p^B} + \frac{k_n S_n}{G_p c_p^B} \right); \quad (5.11)$$

$$S_{ПГ} = \sum_{i=1}^3 S_i = \text{const}; \quad (5.12)$$

$$p_0 = p_{ПГ} - \Delta p_{тр}^n \frac{D_{ПГ}^2 v_{тр}^{cp}}{D_{ПГн}^2 v_{трн}^{cp}}, \quad (5.13)$$

где  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_{п.в}$ ,  $t_{пс}$  — температура воды на выходе из активной зоны и входе в нее, питательной воды и слабopегрeтoгo пapa cooтвeтcтвeннo, К;  $D_{ПГ}$ ,  $G_p$  — расход пapa из ПГ и реакторной воды, кг/с;  $c_p^B$ ,  $c_p^n$  — осpеднeннeе изoбapнe мaccoвыe тeплoемкocти реакторной воды и слабopегрeтoгo пapa, кДж/(кг·К);  $v_{тр}^{cp}$ ,  $v_{трн}^{cp}$  — усpeднeннeе знaчeния удeльнoгo oбъeмa пo тpaктy oт ПГ дo турбины в ycлoвиях фopcиpoвки мoщнocти и нa нoминaльнoм peжимe, м<sup>3</sup>/кг.

Для расчета форсировочных режимов по (5.11) — (5.13) составлена программа для ЭВМ.

## 5.5. ВЫБОР И УТОЧНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ И ХАРАКТЕРИСТИК ТУРБИННОЙ ЧАСТИ

**Оптимальный подогрев питательной воды.** При проектировании энергоблока с учетом работы его в течение части года (рис. 5.13) на повышенной (сверхноминальной) мощности следует корректировать значения некоторых его наивыгоднейших параметров и характеристик. Очевидно, что такие режимы работы повлияют прежде всего на турбинную часть, где форсировка неизбежно связывается с характером протекания процессов расширения пара в отсеках эксплуатируемой турбины. Причем многие параметры турбины могут быть изменены без существенного нарушения принципа унификации в дальнейшем.

Оптимальный исходный подогрев воды в условиях предполагаемой ежесуточной форсировки блока ограничением или прекращением подогрева воды в ПВД определим для расчетной схемы рис. 5.14. Здесь поверхности нагрева ПГ развиты внесенной экономайзерной зоной ВВП и предусмотрено индивидуальное байпасирование ПВД. Схема была предложена СПИ совместно с ВПОЭМ [20]. Ее достоинства и недостатки обсуждались в [12].

Рис. 5.13. Структура выработки электроэнергии по условному годовому графику нагрузки при форсировке мощности энергоблока в течение времени  $\tau_\Phi$  в году:  
/// — пиковая энергосвязь

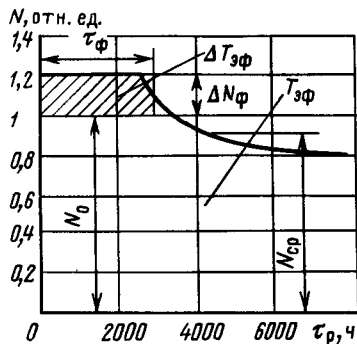
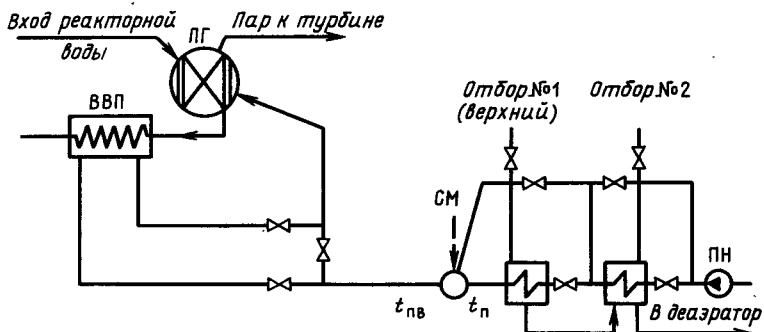


Рис. 5.14. Схема технологической связи тракта питательной воды с первым контуром для компенсации ее недогрева при отключении ПВД



В течение времени  $\tau_\Phi$ , измеряемом числом часов в году, мощность энергоблока АЭС ежесуточно в определенные периоды увеличивается отключением ПВД на величину  $\Delta N$ . При этом в энергосистеме «вытесняется» менее эффективная выработка электроэнергии на «замещаемых» пиковых и полупиковых электростанциях. Системный эффект пропорционален максимальной выработке электроэнергии и разности удельных затрат  $z_{зам} - z_{АЭС}$  по АЭС и «замещаемой» станции. Кроме того, увеличивается на величину  $\Delta T_{эф}$  эффективное годовое число часов использования номинальной мощности  $T_{эф}$ .

Выработка максимальной энергии  $\tau_\Phi(N_0 + \Delta N)$  ведется с отключением (полным или частичным) ПВД, т. е. с нерасчетной (сниженной) температурой питательной воды, а следовательно, и с худшим КПД блока  $\eta_\Phi$ .

Для обеспечения форсировки мощности нужны дополнительные капиталовложения в элементы тепловой схемы, возрастающие с увеличением форсировки.

По турбине и трубопроводам это удорожание обусловлено ростом расчетного рабочего расхода пара.



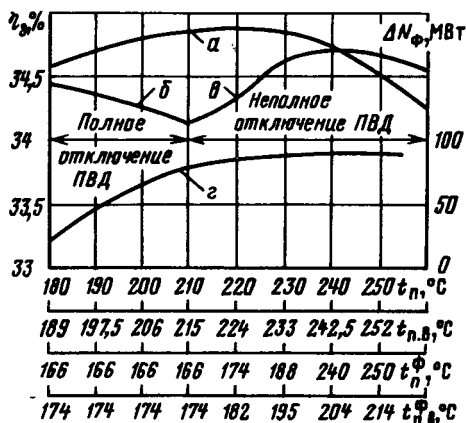


Рис. 5.15. Зависимость электрического КПД и дополнительной мощности блока от исходных температур за верхним ПВД ( $t_n$ ) и за смесителем ( $t_{n,b}$ ):  $a$ —КПД в исходных условиях;  $б$ —КПД при полностью отключенных ПВД;  $в$ —КПД при частичном байпасировании ПВД;  $г$ —дополнительная мощность при отключении ПВД

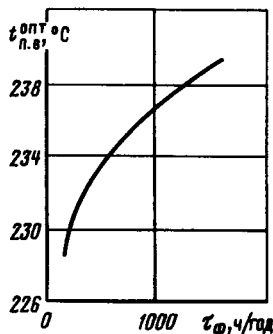


Рис. 5.16. Влияние продолжительности форсирования на расчетный оптимум температуры питательной воды

При обосновании эффективного расчетного подогрева питательной воды необходимо учитывать ограничение по избыточному пропуску пара в конденсатор  $D_k$ . При достижении этого предела отключение отборов из ЦВД должно быть неполным, что на практике обеспечивается частичным байпасированием воды, поступающей в ПВД. При этом достижимая максимальная мощность турбоустановки ( $N_0 + \Delta N$ ) обуславливается не полным расчетным подогревом питательной воды, а допустимым его снижением (отключением ПВД) в режимах форсировки. Это хорошо видно в результате расчетов внутреннего КПД цикла и величины  $\Delta N$ , представленных на рис. 5.15.

Линией  $a$  на этом рисунке показана зависимость КПД энергоблока АЭС от расчетного подогрева питательной воды при номинальном режиме с включенными ПВД; линией  $б$  показано снижение КПД с ростом  $\Delta N$  и расчетной  $t_{n,b}$  при полном отключении ПВД. С некоторого момента времени отключение ПВД приходится ограничивать из-за достижения предельного пропуски пара в конденсатор и необходимости поддержания его на этом уровне. КПД (линия  $в$ ) вновь начинает расти (так как растет действительная температура  $t_{n,b}$  при повышении мощности), достигая меньшего, чем в случае, обозначенном линией  $a$ , значения, но при большей расчетной температуре  $t_{n,b}$ . На этом участке рост  $\Delta N$  замедляется, достигая предельного значения.

На рисунке верхняя шкала по оси абсцисс  $t_{п.в}/t_{п.в}$  относится к линии  $a$  и к режимам номинальной нагрузки с полностью включенными ПВД. Причем  $t_{п.в}$  всегда выше  $t_{п}$  на температуру подогрева воды в смесителе, куда закачивается горячий дренаж из пароперегревателя. Подогрев в смесителе уменьшается с ростом исходных значений  $t_{п.в}$ , так как при этом сокращается разность между температурами насыщенного пара в конденсатоотводчике пароперегревателя и в верхнем ПВД.

Нижняя шкала  $t_{п}^{\Phi}/t_{п.в}^{\Phi}$  относится к кривым  $b$  и  $v$  и соответствует режимам с полным (до  $t_{п.в}=215^{\circ}\text{C}$ ) или частичным (после  $t_{п.в}=215^{\circ}\text{C}$ ) отключением ПВД.

Сначала  $t_{п.в}^{\Phi} > t_{п}^{\Phi}$ , затем рост  $t_{п.в}^{\Phi}$  замедляется из-за подачи холодной воды, поступающей в смеситель через байпас, а  $t_{п}^{\Phi}$  растет с ускорением, так как увеличивается пропуск воды через ПВД и для этой воды устанавливается  $t_{п}^{\Phi}=t_{п}$ .

Наивыгоднейший расчетный подогрев воды в тракте ПВД определяется по максимуму экономии переменной части приведенных затрат  $З_v$  в выработку пиковой энергии, обусловленной вытеснением форсировкой мощности АЭС дорогостоящих специальных пиковых установок:

$$З_v = \frac{Ц_{\text{я}}}{24B} k_3 \left[ \frac{(N_0 + \Delta N) \tau_{\Phi}}{\eta_{\Phi}} + \frac{N_{\text{ср}} (\tau_{\text{р}} - \tau_{\Phi})}{\eta_{\text{ср}}} \right] - 3_{\text{зам}} \tau_{\Phi} \Delta N + p k_v^{\Phi}, \quad (5.14)$$

где  $Ц_{\text{я}}$  — цена ядерного топлива в загрузке с глубиной выгорания  $B$ , руб/кг;  $k_3$  — коэффициент, учитывающий полное количество топлива в активной зоне реактора, периодичность и характер перегрузок;  $\eta_{\Phi}$ ,  $\eta_{\text{ср}}$  — электрический КПД станции в режимах с форсировкой и средний КПД при работе в остальной, небазовой части графика соответственно.

Для режимов работы АЭС в основной части графика и реальных форсировочных возможностей турбины можно принять  $\Delta \bar{N} \approx 1 - \bar{N}_{\text{ср}} \approx 0,1$ . При этом с достаточной точностью выполняется условие  $\eta_{\Phi} \approx \eta_{\text{ср}}$ . С учетом этого оптимум расчетного подогрева воды в тракте ПВД находится по дифференциальному уравнению, полученному на основе (5.14) и зависимостям  $\Delta N$ ,  $\eta_{\Phi}$ ,  $\eta_{\text{ср}}$ ,  $k_v^{\Phi}$  от исходного значения  $t_{п.в}$ :

$$\begin{aligned} \frac{Ц_{\text{я}} \tau_{\Phi}}{24B \eta_{\Phi}^2} k_3 \left[ \eta_{\Phi} \frac{\partial N}{\partial t_{п.в}} - N \frac{\partial \eta_{\Phi}}{\partial t_{п.в}} - N_{\text{ср}} \left( \frac{\tau_{\text{р}}}{\tau_{\Phi}} - 1 \right) \frac{\partial \eta_{\text{ср}}}{\partial t_{п.в}} \right] - 3_{\text{зам}} \tau_{\Phi} \frac{\partial N}{\partial t_{п.в}} + \\ + \left( \frac{1}{T_{\text{н}}} + p_{\text{а}} \right) \sum \frac{\partial k_{vj}}{\partial t_{п.в}} = 0, \end{aligned} \quad (5.15)$$

где  $N = N_0 + \Delta N$ .

В (5.15) производные величины по  $t_{п.в}$  находятся дифференцированием в частных производных соответствующих

зависимостей. Результаты расчетов оптимальной температуры подогрева в ПВД, представленные на рис. 5.16, получены при следующих исходных данных: глубине выгорания (в ВЭЭР-1000)  $40\,000\text{ МВт}\cdot\text{сут/т}$ ; затраты на ядерное топливо в пересчете на затраты на условное топливо  $\Pi_{\text{я}} = 3,5 \div 7,0\text{ руб/т}$ ; коэффициент, учитывающий первоначальную загрузку 1,3 (см. § 3.1);  $\tau_{\text{р}} = 8000\text{ ч/год}$ . Средняя нагрузка небазовой части графика  $N_{\text{ср}} = 0,9$ ; значение  $z_{\text{зам}} = f(\tau_{\text{ф}})$  принималось по данным [67] предельный пропуск пара в конденсатор—112% расчетного.

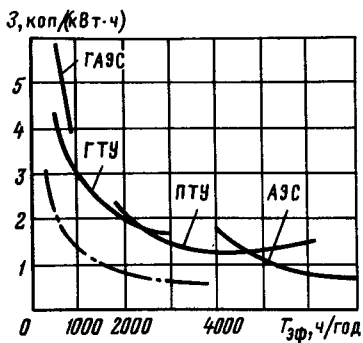
Оценка дополнительных капиталовложений проведена для следующих условий: коэффициенте эффективности капитальных вложений  $p = 0,22\text{ год}^{-1}$ , удельных затратах на турбину  $k_{\text{т}} = 25(N/N_0)^m\text{ руб/кВт}$ ; удельных стоимостях поверхностей нагрева тракта ПВД  $85\text{ руб/м}^2$  тракта ВВП и ПГ  $400\text{ руб/м}^2$ ; средних коэффициентах теплопередачи в ВВП и ПГ 8 и 6  $\text{кВт/(м}^2\cdot^{\circ}\text{C)}$  соответственно.

Из рис. 5.16 видно существенное влияние учета режимов форсировки на получаемый оптимум температуры питательной воды. Так, при  $\tau_{\text{ф}} = 1000\text{ ч/год}$  экономический оптимум  $t_{\text{п.в}}$  возрастает на  $37^{\circ}\text{C}$  (в сравнении с расчетным значением  $t_{\text{п.в}} = 200^{\circ}\text{C}$  в варианте без форсировки). Это может привести к необходимости решения другой задачи—определения оптимального числа ступеней подогрева воды.

Предельное число часов форсировки  $\tau_{\text{ф}}^* = 1800 \div 2000\text{ ч/год}$  определится техническим регламентом на допустимую продолжительность перегрузки последних ступеней серийных турбин (2 раза в сутки не более 2—3 ч).

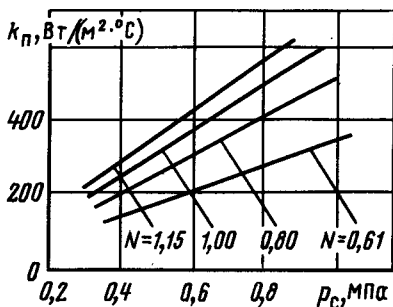
При требуемой продолжительности снятия максимумов в энергосистеме меньше  $\tau_{\text{ф}}^*$  альтернативой форсировке АЭС будут гидроаккумулирующие и газотурбинные станции. Однако, как видно из рис. 5.17, приведенные затраты при этом больше, т. е. вариант менее экономичен.

Результаты расчетов показывают слабое влияние стоимости топлива АЭС на экономичность форсировки и высокую эффективность такого способа выработки пиковой электроэнергии. Для рассмотренных продолжительностей форсировки до  $\tau_{\text{ф}} = 2000\text{ ч/год}$  ( $\tau_{\text{ф}}$  в данном случае численно равно  $h^{\text{ф}}$  — числу часов использования избыточной мощности блока в году) удельные приведенные затраты в производство пиковой электроэнергии  $z^{\text{ф}}$  являются низкими потому, что обеспечение форсировки АЭС отключением ПВД обходится значительно дешевле по капиталовложениям, чем строительство пиковой электростанции. Величина  $z^{\text{ф}}$  существенно растет только при весьма малых  $\tau_{\text{ф}}$ , когда дополнительные капиталовложения в обеспечение форсировки, отнесенные к единице годовой выработки пиковой электроэнергии, резко увеличиваются.



5.17

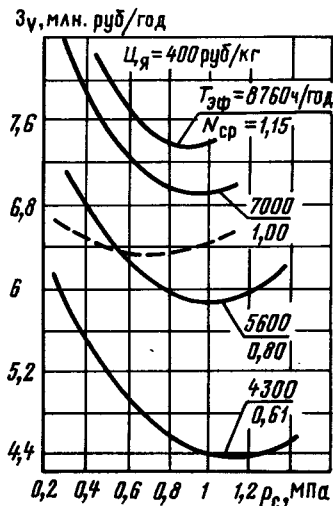
Рис. 5.17. Приведенные затраты на пиковую выработку на замещаемых станциях (ГАЭС, ГТУ, ПТУ, АЭС – сплошные линии) и при форсировании АЭС (штрих-пунктирные линии)



5.18

Рис. 5.18. Зависимость усредненных значений коэффициента теплопередачи пароперегревателя от исходных давлений сепарации при переменных нагрузках

Рис. 5.19. Зависимость переменной части приведенных затрат на энергоблок от исходных давлений сепарации при различных  $T_{эф}$  и  $\bar{N}_{ср}$ :  
— — — переменная часть топливной составляющей при  $\bar{N}_{ср}=0,8$



5.19

**Характеристики промежуточного перегрева пара.** Значительное влияние на экономичность и стоимость турбоустановок АЭС, как известно [17, 60], могут оказать разделительное давление пара, температура перегрева пара и другие характеристики промежуточной системы турбины. Ранее проведенные исследования [10] показали, что для интегрально точного учета конфигурации графика необходимо рассмотрение не менее трех-четырех зон в нем, характеризующихся средними нагрузками  $\bar{N}_i$  продолжительностью  $\tau_i$  и внутренним КПД энергоблока (нетто)  $\eta_i$ . В соответствии с графиком выработки при наличии и реализации форсировочных возможностей энергоблока (рис. 5.14) одна из таких зон имеет сверхминальную мощность. Комплексно-оптимальное решение по

ряду параметров и характеристик промежуточной системы может быть найдено путем совместного рассмотрения взаимосвязи между их частными наивыгоднейшими значениями. Вопрос об оптимальном значении разделительного давления  $p_c$  достаточно изучен в условиях работы на номинальной нагрузке. Однако при переменных режимах, особенно с зоной работы при повышенной нагрузке, выбору  $p_c$  уделено меньшее внимание. При этом необходимо учитывать изменение на нерасчетных режимах условий теплоотдачи к обогреваемому пару, удельного тепловосприятия в ступенях перегрева, средний температурный напор в них, изменение габаритных размеров сепаратора, потерь давления, температуры перегрева и др.

Некоторые характеристики и параметры будут при этом зависеть от способа регулирования нагрузки турбоустановки и программы изменения мощности ПГ. В качестве примера рассмотрена схема турбины К-1000-60/1500 с одноступенчатым сепаратором-пароперегревателем. Влияние давления сепарации на стоимость промежуточной системы турбины учитывалось при расчете коэффициента теплопередачи в пароперегревателе (рис. 5.18), площади его поверхности и стоимости, поверхности фронта сепарации. Принято, что с изменением  $p_c$  возможное изменение стоимости ЦНД компенсируется изменением стоимости ЦВД, ресиверов и отсечных клапанов.

Зависимость переменной части приведенных затрат по энергоблоку от  $p_c$  для различных относительных средних нагрузок  $\bar{N}_{ср}$  приведена на рис. 5.19.

При уменьшении эффективной годовой кампании  $T_{эф}$  с 7000 (при  $\phi_{ср} = 1,0$ ) до 4300 ч/год (при  $\phi_{ср} = 0,614$ ) [60] экономический оптимум  $p_c$  увеличивается на 0,08—1,1 МПа, что несколько выше, чем по данным [80].

Рост  $p_c^{опт}$  отражает целесообразность меньших капитальных вложений в турбоустановку при неполной годовой загрузке.

Используя общее оптимизационное уравнение, следующее из формулы приведенных затрат

$$\begin{aligned} \partial z_x / \partial x_{j0} = - \Pi_{\tau} \sum (N_i \tau_i / k_i \eta_i^2) \partial \eta_i / \partial x_{j0} + \\ + (1/T_n + p_a) \partial k_v / \partial x_{j0} = 0, \end{aligned} \quad (5.16)$$

можно получить также расчетные зависимости для нахождения экономически наивыгоднейших скоростей перегреваемого пара  $W_0^{опт}$ :

$$W_0^{опт} = W_0 \left[ \frac{(1/T_n + p_a) / \Pi_{\tau} f_n k}{z \Pi_n \tau \Delta p_0 \Psi_{\Delta p}} \right]^{1/3-r} \quad (5.17)$$

и температурного напора  $\Delta t^{опт}$ :

$$\Delta t_{\text{опт}} = \frac{(1/T_n + p_a) \Pi_n c_{pm} (1 + 1/z) k}{k_n \Pi_r \tau \Psi_{\Delta t}}, \quad (5.18)$$

где  $\Pi_n$  — удельная цена поверхности нагрева пароперегревателя, руб/м<sup>2</sup>;  $f_n$  — удельная площадь поверхности нагрева перегревателя, м<sup>2</sup>/(кг/с);  $z, r$  — безразмерный коэффициент и показатель степени соответственно, зависящие от геометрии и условий омывания трубного пучка ( $z = 3,5 \div 4,5$ ,  $r = 0,089$ );  $\Delta p_0$  — потери давления в перегревателе на исходном режиме, кПа;  $c_{pm}$  — средняя изобарная массовая теплоемкость перегреваемого пара, кДж/(кг · К).

В (5.17) и (5.18) изменение тепловой экономичности турбины на различных режимах учитывается специальными множителями:

$$\Psi_{\Delta p} = \sum_{j=1}^m \frac{v_{sj} \eta_{0ij} \tau_j \bar{N}_j}{\eta_{ij} \eta_{mj}}; \quad (5.19)$$

$$\Psi_{\Delta t} = \sum_{j=1}^m \frac{c_{pmj} (1 - T_{kj} / T_{nj} w) \eta_{0ij} \tau_j \bar{N}_j}{\eta_{ij} \eta_{mj}}, \quad (5.20)$$

где  $v_{sj}$  — удельный объем пара в конце процесса расширения в ЦВД, м<sup>3</sup>/кг;  $\eta_{ij}, \eta_{0ij}$  — внутренний КПД турбоустановки и относительный внутренний КПД ЦВД соответственно;  $c_{pm}$  — истинная изобарная массовая теплоемкость пара после перегревателя, кДж/(кг · К);  $T_n, T_k$  — абсолютные температуры пара в конденсаторе и на выходе из перегревателя, К;  $w$  — множитель, учитывающий влияние потерь из-за влажности пара в ЦНД турбины ( $w = 0,75 \div 0,80$ ).

Структурный анализ формул и расчеты по ним показывают, что оптимальные скорости  $W_0^{\text{опт}}$  и температурные напоры  $\Delta t_{\text{опт}}$  в перегревателях (при заданных значениях стоимостных факторов) зависят в основном от разделительного давления  $p_c$ , а взаимосвязь между ними менее существенна.

Из рис. 5.20 видно, что значения оптимальных  $W_0^{\text{опт}}$  и  $\Delta t_{\text{опт}}$  для перегревателя с учетом работы на частичных нагрузках при  $\phi = 0,614$  на 14–16% и при  $\phi = 0,8$  на 6,8% выше, чем при номинальном режиме. Эти тенденции отражают экономическую целесообразность всемерного уменьшения капитальной составляющей затрат при сниженных значениях эффективной кампании проектируемой турбоустановки и наоборот — нецелесообразность при повышенных  $T_{\text{эф}}$ . График с  $T_{\text{эф}} = 8000$  ч/год и  $\bar{N} = 1,0$  включает в себя зоны нагрузки  $N_i = 1,1$ ;  $N_i = 1,0$  и  $N_i = 0,9$  продолжительностью  $\tau$  равной 2000, 4000 и 2000 ч/год. Из рисунка видно также, что существенное влияние на оптимум исследуемых величин

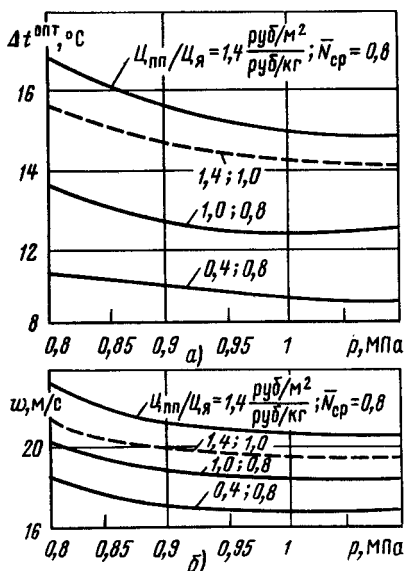


Рис. 5.20. Зависимость оптимального температурного напора (а) и скорости пара (б) от давления в пароперегревателе при различных соотношениях цен площади поверхности СПП и ядерного топлива и  $\bar{N}_{\text{ср}}$

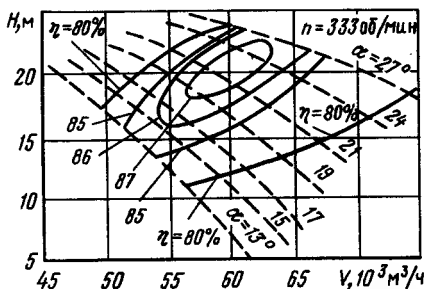


Рис. 5.21. Характеристика  $H-V$   $\eta$  циркуляционного насоса большой мощности:  
 $\alpha$  — угол поворота лопасти насоса, град;  
 $\eta$  — КПД насоса на линиях равноэффективных режимов, %

оказывает соотношение между удельными стоимостями поверхностей нагрева и загрузки активной зоны реактора.

**Уточнение эксплуатационных значений вакуума.** Критерием оптимального эксплуатационного вакуума  $p_{2\phi i}$  в заданном режиме работы служит условие максимума отпуска электроэнергии с шин станции в энергосистему [47]:

$$\partial N_{\text{т.ф.}}/\partial p_{2\phi i} - \partial N_{\text{н.}}/\partial p_{2\phi i} = 0, \quad (5.21)$$

где  $\Delta N_{\text{т.ф.}}$ ,  $\Delta N_{\text{н.}}$  — изменение мощностей турбины и привода циркуляционных насосов соответственно, кВт. Величины  $\Delta N_{\text{т.ф.}}$ ,  $\Delta N_{\text{н.}}$  определяются известными расчетными соотношениями. Мощность насосов может быть выражена через изменяемую подачу  $G_{\text{н}}$  [47]:

$$N_{\text{ни}} = \frac{G_{\text{н}} [H_{\text{во}} (G_{\text{ни}}/G_{\text{н0}})^2 + H_{\text{ко}} (G_{\text{ни}}/G_{\text{н0}})^{1.75} + H_{\text{г}}] g}{10^3 \eta_{\text{ни}}}, \quad (5.22)$$

где  $H_{\text{во}}$ ,  $H_{\text{ко}}$ ,  $H_{\text{г}}$  — составляющие напора, расходуемые на преодоление потерь давления в водоводах, конденсаторе и геодезические потери, м;  $g$  — ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$  (принято  $g = 9.8 \text{ м/с}^2$ );  $\eta_{\text{ни}}$  — полный КПД циркуляционных насосов на заданном режиме работы.

В (5.21) и (5.22) величины с индексом 0 соответствуют исходному варианту. Анализ характеристик мощных типовых осевых насосов показывает (рис. 5.21), что возможно увеличение подачи ими воды при некотором

снижении КПД без всяких конструкционных изменений. Так, в диапазонах изменения подачи от 49320 до 74880 м<sup>3</sup>/ч и напора от 24,5 до 17,8 м КПД насоса ОП10-185 изменяется от 80 до 87%, проходя через максимум.

В табл. 5.6 приведены результаты расчета устанавливающегося (исходного)  $p_{2ф0}$  и оптимального эксплуатационного  $p_{2ф}^{опт}$  давлений пара для различных относительных расходов пара в конденсатор при необходимости форсировки энергоблока ( $k_{ф} = D_{к} + \Delta D_{ф} / D_{к}$ ).

Если все же на действующих энергоблоках отсутствует резерв подачи насосов, то для увеличения расхода циркуляционной воды могут быть установлены дополнительные насосы. Эффективность этого мероприятия можно определить сравнением достигаемой экономии от углубления вакуума с дополнительными капиталовложениями.

Таблица 5.6. Значения конечных давлений пара на форсировочных режимах для турбины К-500-60 при разных  $k_{ф}$

| Параметр                                             | $k_{ф}$ |      |      |      |
|------------------------------------------------------|---------|------|------|------|
|                                                      | 1,0     | 1,1  | 1,2  | 1,3  |
| Установившееся конечное давление $p_{к}^{уст}$ , кПа | 5,00    | 5,59 | 6,05 | 6,68 |
|                                                      | 6,12    | 5,70 | 6,17 | 6,85 |
| Оптимальное конечное давление $p_{к}^{опт}$ , кПа    | 4,5     | 4,92 | 5,21 | 5,61 |
|                                                      | 4,61    | 5,02 | 5,30 | 5,75 |

Примечание. Числитель — значение коэффициента для условий Москвы, знаменатель — для условий Ворошиловграда (при использовании водохранилища-охладителя).

На рис. 5.22 приведены результаты расчета  $\Delta Z$  в зависимости от продолжительности работы энергоблока с повышенной мощностью, капиталовложений в замещаемую пиковую установку  $k_{пик}$  и коэффициента увеличения расхода пара в конденсатор  $d_{ф}$ , равного отношению расхода пара в конденсатор на форсировочном и номинальном режимах. С ростом  $t$ ,  $k_{пик}$  и  $d_{ф}$  заметно увеличивается экономия приведенных затрат, что подтверждает экономическую выгоду получения в часы прохождения максимума электрической нагрузки дополнительной пиковой мощности на действующей установке за счет углубления вакуума.

Режимы форсировки оказывают существенное влияние на  $p_{2ф}^{опт}$ . Так, при коэффициентах увеличения расхода пара в конденсатор, равных 1,06; 1,12 и 1,15, значения  $p_{2ф}^{опт}$  при исходном его значении  $p_{20} = 0,004$  МПа становятся равным соответственно 0,00411; 0,00427 и 0,00442 МПа. Экономия приведенных



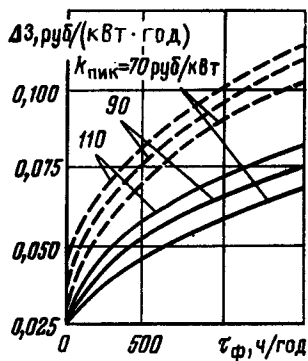


Рис. 5.22. Зависимость удельной экономии приведенных затрат от продолжительности работы энергоблока в режиме форсировки при разных капиталовложениях в замещаемую установку и разных значениях коэффициента увеличения расхода пара в конденсатор:  
 ———  $d_\phi = 1,1$ ; - - - -  $d_\phi = 1,3$

затрат существенно увеличивается с ростом продолжительности работы блока на форсировочном режиме в часы максимума электрической нагрузки, а также с увеличением капиталовложений в замещаемую пиковую установку и увеличением расхода пара в конденсатор.

Поддержание глубокого вакуума в конденсаторе турбин насыщенного пара более важно, так как каждый процент его снижения уменьшает КПД турбин АЭС существенно сильнее, чем турбин сверхкритического давления КЭС. К тому же у многих турбин АЭС отечественного производства расчетные выходные потери относительно низкие, и понижение конечного давления при низкой температуре охлаждающей воды дает заметное приращение мощности.

## 5.6. СИСТЕМНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФОРСИРОВКИ МОЩНОСТИ ЭНЕРГООБЛОКОВ

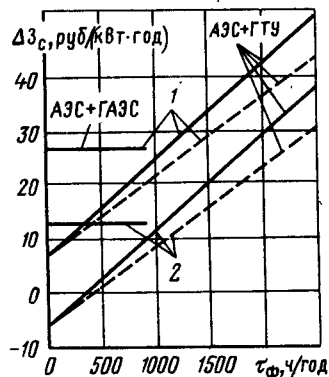
Увеличение доли АЭС в энергосистемах побуждает искать способы расширения их регулировочного диапазона, и прежде всего за счет повышения мощности АЭС выше номинальной.

При этом, как уже отмечалось, достигается системный эффект от «вытеснения» других, менее экономичных источников и увеличения эффективной годовой кампании оборудования АЭС.

Системный эффект определяется существенно меньшими приведенными затратами ( $З_{\text{АЭС}}^\Phi$ ) на дополнительную выработку блоком АЭС в часы (периоды) максимума или дефицита нагрузок энергосистемы по сравнению с замещаемыми установками ( $З_{\text{зам}}$ ) — ГАЭС, ГТУ и др. При этом должно приниматься во внимание снижение КПД при работе в течение форсировки  $\tau_\Phi$  с нерасчетной, неоптимальной для режима с выключенными ПВД температурой питательной воды. В условиях дополнительных капиталовложений в обеспечение форсировки  $\Delta k^\Phi$  технико-экономическое обоснование длительности получения дополнительной мощности и поиск оптимальных схемно-параметрических решений по тракту ПВД и парогенераторному узлу проводятся по критерию минимума переменной части

Рис. 5.23. Экономия затрат в энергосистеме при различной длительности форсировки мощности АЭС в сравнении с затратами альтернативных вариантов покрытия пиков нагрузки для разных цен на топливо и дополнительных затрат на АЭС с форсировкой:

—  $C_f = 3,5$  руб/т; — — —  $C_f = 7,0$  руб/т;  
1 — низкие затраты — 15 руб/кВт (дополнительной мощности); 2 — высокие затраты 50 руб/кВт



приведенных затрат на систему АЭС — замещаемая установка [см. (5.14)]. Из (5.14) следует и непрерывное условие сравнительной эффективности форсировки в течение времени  $\tau_{\phi}$ , если годовая продолжительность работы блока  $\tau_p$ :

$$Z_{\text{зам}} - 3_{\text{АЭС}}^{\phi} = \frac{C_{\text{я}} N_0 / \Delta \eta_{\phi}}{24 B \eta_{\phi}} \left[ \frac{\Delta \eta_{\phi}}{\eta_{\phi}} + \frac{N_{\text{ср}} (\tau_p / \tau_{\phi} - 1)}{\eta_{\text{ср}} / \eta_{\phi}} \frac{\Delta \eta_{\text{ср}}}{\eta_{\text{ср}}} \right] > 0, \quad (5.23)$$

где  $C_{\text{я}}$  — расчетная цена ядерного топлива, руб/кг;  $B$  — глубина выгорания топлива в режиме стационарных перегрузок, МВт·сут/кг;  $\Delta \eta_{\phi}$ ,  $\Delta \eta_{\text{ср}}$  — изменение КПД блока, спроектированного для работы с форсировкой мощности, и изменение КПД обычного энергоблока (форсировка мощности не предусмотрена) на рассматриваемых участках графика.

Основное преимущество АЭС с форсировкой перед замещаемыми электростанциями состоит в том, что производство того же количества пиковой электроэнергии на АЭС может обеспечиваться значительно меньшими дополнительными капиталовложениями и при постоянной базовой загрузке в условиях любых  $\tau_{\phi}$ . Приведенные затраты на все другие типы установок существенно возрастают при снижении  $\tau_{\phi}$  из-за роста удельных значений составляющей капитальных вложений. На рис. 5.23 приведена кривая зависимости  $3_{\text{АЭС}}^{\phi}$  от  $\tau_{\phi}$  и стоимости по данным предварительных расчетов топливной загрузки для энергоблока ВВЭР-1000 с турбинами К-1000-60/1500 ПОАТ ХТЗ. Легко видеть, что выработка пиковой энергии на альтернативных источниках [77] менее эффективна, чем на АЭС с форсировкой в широком диапазоне  $\tau_{\phi}$ . Однако выигрыш в экономичности наиболее высок для реальных длительностей покрытия пиков ( $\tau_{\phi}$  возрастает от 500 до 2000 ч/год). При этом величина системного эффекта, пропорциональная  $\tau_{\phi} (Z_{\text{зам}} - 3_{\text{АЭС}}^{\phi})$ , достигает наибольших значений.

Если для полных графиков нагрузки учесть сниженный КПД выработки только на форсировочном режиме ( $\eta_{\phi} < \eta_0$ ) и раскрыть затраты в выработку на замещаемой мощности,

то разность полных затрат в сравниваемых вариантах можно представить более удобной для анализа формулой

$$\Delta Z_c = Z_{\text{зам}} - Z_{\text{АЭС}}^{\Phi} = \tau_{\Phi} \left\{ \frac{0,123 \Pi_{\text{т}}^{\text{зам}} \Delta N_{\Phi}}{\eta_{\text{зам}}^{\text{пик}}} - \frac{\Pi_{\text{я}}}{24B} k_3 \left[ \frac{\Delta N_{\Phi}}{\eta_{\text{бр}}} + \right. \right. \\ \left. \left. + N_0 \left( \frac{1}{\eta_{\Phi}} - \frac{1}{\eta_0} \right) \right] \right\} + p(k_{\text{зам}} - \Delta k_{\text{АЭС}}^{\Phi}), \quad (5.24)$$

где  $\Pi_{\text{т}}^{\text{зам}}$  — расчетная цена топлива на замещаемой установке (в пересчете на условное топливо), руб/т;  $k_{\text{зам}}$  — капиталовложения в замещаемую установку, руб.

Заметим, что в (5.24) в случае заряда ГАЭС (потребления энергии для перекачки воды в верхний бьеф водохранилища) от базовой АЭС КПД пиковой выработки определяется с учетом КПД АЭС и потерь в ГАЭС:  $\eta_{\text{зам}}^{\text{пик}} = \eta_0 \eta_{\text{АЭС}} \approx 0,7 \eta_0$ ; в случае работы пиковой ГТУ:  $\eta_{\text{зам}}^{\text{пик}} = \eta_{\text{ГТУ}}$ . Из (5.24) следует, что при  $\tau_{\Phi} \rightarrow 0$  основное влияние на эффективность того или иного варианта покрытия пиковых нагрузок оказывает разность капиталовложений в их реализацию.

Так, из рис. 5.23 видно, что при достаточно высоких дополнительных затратах на АЭС  $k_{\text{ГТУ}} - \Delta k_{\text{АЭС}}^{\Phi} < 0$  («пессимистический» вариант, покрытие пиковых нагрузок блоками АЭС эффективнее в сравнении с покрытием таких нагрузок ГТУ только при числе часов работы в год не менее 350—450). Причем меньшее граничное значение соответствует применению более дешевого топлива на АЭС. В дальнейшем, при росте  $\tau_{\Phi}$ , экономия от форсировки мощности АЭС в сравнении с экономией, обеспечиваемой установкой в энергосистеме специальной ГТУ, увеличивается до 23—29 руб/(кВт·год) при  $\tau_{\Phi} = 2000$  ч/год. При пониженных дополнительных затратах на АЭС ( $k_{\text{ГТУ}} - \Delta k_{\text{АЭС}}^{\Phi} > 0$  — «оптимистический» вариант 1) форсировка АЭС оказывается эффективной и при  $\tau_{\Phi} = 0$ ; экономический смысл таких результатов при  $\tau_{\Phi} = 0$  в том, что резерв установленной мощности в энергосистеме выгоднее иметь на АЭС (в виде вращающегося форсировочного резерва), чем на ГАЭС или ГТУ.

Экономичность пиковой выработки на АЭС в сравнении с экономичностью выработки на ГАЭС обусловлена принятыми повышенными капиталовложениями в этот альтернативный источник пиковой энергии ( $k_{\text{ГАЭС}} = 150$  руб/кВт), а стабильность экономии в системе при разных  $\tau_{\Phi}$  — малосущественным различием топливных составляющих этих вариантов.

Укажем еще положительную сторону работы АЭС с повышенной (форсировочной) мощностью. При возрастании числа энергоблоков АЭС с ВВЭР в энергосистемах становится трудней осуществить компенсацию недовыработки энергии в периоды простоя реакторов на перегрузке топлива. Компенсация в эти периоды, а также во время плановых и аварийных остановок реакторов может осуществляться подачей

сверхноминального расхода пара из ПГ всех работающих реакторов на все турбины, в том числе и на турбину остановленного реактора, если эти турбины и их вспомогательное оборудование находятся в рабочем состоянии. Оценочные расчеты показывают, что затраты на необходимые для этого изменения структуры технологических связей по рабочему пару и питательной воде существенно ниже системного эффекта от реализации максимально возможной суммарной тепловой мощности всех ВВЭР, работающих в рассматриваемый период на АЭС. Для более надежной реализации суммарной форсировочной способности группы реакторов на АЭС может быть установлена дополнительная пиковая турбина. Напомним, что имеется принципиальная возможность повышения максимальной мощности энергоблока с реактором ВВЭР-1000 в ходе выгорания топливной загрузки и при снижении коэффициентов неравномерности энерговыделения в активной зоне реактора. При длительности таких режимов 1000—2000 ч/год выигрыш в затратах на АЭС может составить в сравнении с затратами на пиковую ГТУ от 1 до 4 млн. руб. в год в расчете на каждые 100 МВт дополнительной мощности. В связи с таким размером ожидаемой экономии необходимо всесторонне и более детально проанализировать безопасность и технико-экономические показатели ЯППУ с ВВЭР-1000 и энергоблока в целом как при нормальной эксплуатации, так и в аварийных ситуациях в режиме с повышенной мощностью.

На этой основе следует определить технико-экономическую целесообразность комплектации энергоблоков АЭС с ВВЭР оборудованием, в наилучшей мере отвечающим задаче покрытия средних по времени и длительных повышений электрических нагрузок в энергосистеме и внести изменения и дополнения при разработке новых проектов.

## Глава 6

### АККУМУЛИРОВАНИЕ ТЕПЛА НА АЭС

#### 6.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ АККУМУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛА

Аккумуляирование на АЭС тепла горячей воды и пара позволяет обеспечить постоянную (или близкую к ней) тепловую мощность реактора при работе турбинного оборудования в переменном режиме. В период зарядки аккумуляторов

тепла турбина и электрогенератор работают с разгрузкой, в период разрядки аккумуляторов повышение мощности может осуществляться как основным турбогенератором, так и за счет дополнительно устанавливаемой пиковой турбины [15]. Во втором случае существенно расширяется возможный регулировочный диапазон АЭС и повышается годовая загруженность основной турбоустановки. Значительные проработки по использованию аккумуляторов тепла на АЭС проведены в ЭНИН, ВНИИ АЭС и других организациях [29, 76, 108]. Ядерная паропроизводящая установка является одним из наиболее дорогостоящих элементов АЭС, поэтому интенсификация ее использования благоприятно сказывается на технико-экономических показателях всей станции. Рассмотрим условия, при которых осуществление аккумулирования тепла повышает эффективность АЭС.

Если рассмотреть приращение устанавливаемых мощностей на величину  $\Delta N$ , то его можно осуществить как за счет ввода новых АЭС, так и путем выработки дополнительной мощности в пиковом контуре аккумулированием тепла. В первом случае будут иметь место дополнительные затраты на АЭС  $З_{\text{АЭС}}$ , а во втором — затраты  $З_{\text{ак}}$ . Их разность определяет достигаемый экономический эффект, связанный с аккумулированием тепла:

$$\mathcal{E} = З_{\text{АЭС}} - З_{\text{ак}}.$$

Рассматривая только основные составляющие затрат, имеем

$$З_{\text{АЭС}} = \Delta N \tau_n z_T + (p_a + p_n) \Delta N k_{\text{уд}}^{\text{АЭС}}, \quad (6.1)$$

где  $\tau_n$  — годовая продолжительность нагрузки  $\Delta N$ , ч/год;  $k_{\text{уд}}^{\text{АЭС}}$  — стоимость 1 кВт установленной мощности АЭС, руб/кВт;  $z_T$  — топливная составляющая удельных приведенных затрат на отпущенную АЭС электроэнергию, руб/(кВт·ч);  $p_n + p_a$  — коэффициент эффективности капиталовложений, учитывающий нормативный срок окупаемости и долю амортизационных отчислений.

При аккумулировании тепла соответствующие затраты на выработку требуемой электроэнергии в связи с увеличением мощности АЭС на  $\Delta N$  составят:

$$З_{\text{ак}} = \frac{\Delta N \tau_n z_T}{\eta_{\text{ак}}} + (p_a + p_n) k_{\text{уд}}^{\text{АЭС}}.$$

Отсюда полная ( $\mathcal{E}$ ) и удельная ( $\bar{\mathcal{E}}$ ) экономия определяются соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} \Xi &= \Delta N(p_n + p_a)(k_{уд}^{AЭС} - k_{уд}^{ак}) - \Delta N \tau_n z_t (1/\eta_{ак} - 1); \\ \bar{\Xi} &= \frac{p_n + p_a}{\tau_n} (k_{уд}^{AЭС} - k_{уд}^{ак}) - z_t (1/\eta_{ак} - 1). \end{aligned} \right\} \quad (6.2)$$

Проведенные расчеты показывают, что в зависимости от совершенства схемы зарядки при аккумулировании тепла  $\eta_{ак} = 0,8 \div 0,9$ .

Технико-экономическая эффективность аккумулирования тепла в значительной степени зависит от уровня удельных капиталовложений в пиковый контур  $k_{уд}^{ак}$  и в его главную составляющую — систему аккумулирования. Анализируя формулу (6.2), можно определить минимальную разность удельных капиталовложений  $k_{уд}^{AЭС} - k_{уд}^{ак}$ , при которой сравниваемые варианты оказываются равнозначными ( $\bar{\Xi} = 0$ ). Результаты расчетов этой величины для  $\eta_{ак} = 0,8$  приведены ниже:

|                                              |      |      |      |
|----------------------------------------------|------|------|------|
| $\tau_n$ , ч/год .....                       | 1000 | 2000 | 3000 |
| $k_{уд}^{AЭС} - k_{уд}^{ак}$ , руб/кВт ..... | 11,3 | 22,6 | 33,9 |

Полученные в расчетах минимальные разности удельных капиталовложений достаточно малы и соизмеримы с погрешностью определения основных капиталовложений. Поэтому, если не учитывать некоторые дополнительные трудности и проблемы, в большинстве случаев выгоднее было бы осуществлять суточное аккумулирование тепла по сравнению с вводом нового оборудования АЭС.

Осуществление еженедельного аккумулирования с зарядкой аккумуляторов в выходные дни и разрядкой их в часы максимумов рабочих дней потребует при той же ежесуточной пиковой мощности объем аккумулятора в несколько раз больший и значительно большие удельные капиталовложения  $k_{уд}^{ак}$ , чем при аккумулировании тепла по суточному циклу. Это может привести к неэффективности еженедельного аккумулирования ( $\bar{\Xi} < 0$ ) даже по сравнению с вводом новых мощностей АЭС и их разгрузкой в выходные дни.

Возможные принципиальные схемы аккумулирования, разрабатывавшиеся у нас и за рубежом [125, 126], приведены на рис. 6.1. Схема, изображенная на рис. 6.1, а, позволяет получать дополнительную мощность в основной турбине до 6—8% за счет подачи горячей воды в часы максимума электрических нагрузок из аккумулятора на вход в ПНД. В некоторых модификациях этой схемы за счет вытеснения отбора пара на ПВД можно несколько повысить максимальную мощность основной турбины. Однако во всех случаях существенная форсировка мощности турбины основного блока требует увеличения коэффициентов запаса прочности элементов ЦНД и электрогенератора при их проектировании. Схемы на рис. 6.1, б — г позволяют избежать подобных ограничений за счет установки специальной паровой турбины. В схеме на рис. 6.1, б пар для работы этой турбины может быть получен путем дросселирования горячей воды, находящейся в баке-аккумуляторе при высоком давлении (аккумулятор Рутса).

При прямом аккумулировании свежего пара (рис. 6.1, в) появляются значительные необратимые потери, связанные с изменяющимся давлением в емкости 8 постоянного объема как при зарядке, так и при разрядке.

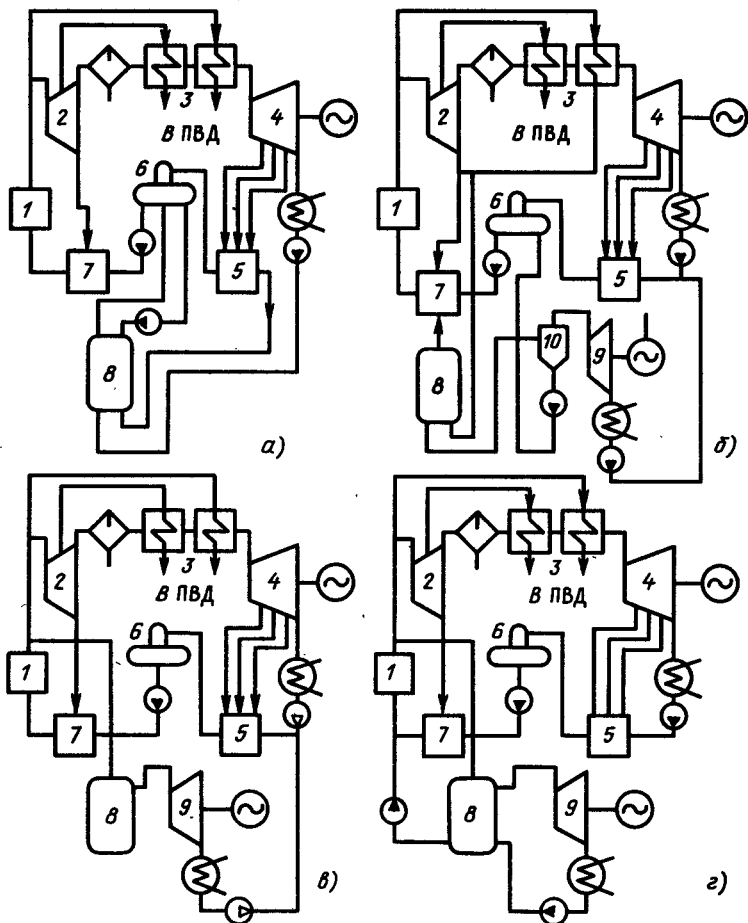


Рис. 6.1. Схемы аккумулирования горячей воды и пара на АЭС: с закачкой основного конденсата (а); питательной воды (б); свежего пара (в); с установкой аккумулятора фазового перехода (г):

1 — ПГ; 2 — ЦВД турбины; 3 — система промежуточного перегрева пара; 4 — часть среднего и низкого давления турбины; 5 — ПНД; 6 — деаэрактор; 7 — ПВД; 8 — бак-аккумулятор; 9 — пиковая паровая турбина; 10 — расширитель

Существенно уменьшить потери энергии от необратимости указанных процессов можно применением ТАВ, использующих принцип фазового перехода из твердого состояния в жидкое состояние и наоборот (рис. 6.1, г), при постоянных давлении и температуре. Здесь (особенно в завершающей стадии процесса разрядки) необходимо учитывать явление «дрейфа параметров» перед пиковой турбиной, но в целом диапазон снижения параметров, а следовательно, и уровень потерь значительно меньше. Рациональные конструктивно-компоновочные решения достигаются при использовании ТАВ именно с переходом из твердого состояния в жидкое, когда изменение их объемов незначительно.

Наиболее хорошо изучены в настоящее время вопросы аккумулирования тепла в баках АСВ и АПВ [76]. К достоинствам АЭС с АПВ следует отнести простоту осуществления этого решения, так как кроме аккумулятора тепла в схеме не предусматривается какое-либо другое принципиально новое оборудование. Принципиальная схема турбоустановки АЭС с аккумулированием горячей питательной воды приведена на рис. 6.1, б. Бак-аккумулятор в ней заполняется поочередно холодной и горячей водой. С целью снижения накапливаемых термоциклических напряжений возможна установка двух баков горячей и холодной воды. Хранение горячей воды в сосудах большого объема под давлением представляет определенную опасность и по этой причине относится к числу факторов, пока сдерживающих широкий ввод АПВ на АЭС. Кроме того, как уже отмечалось, при установке аккумуляторов питательной воды не обеспечивается глубокий регулировочный диапазон по отпуску электроэнергии, а осуществление режимов работы с отключенными регенеративными отборами приводит к снижению КПД турбоагрегата. В этом плане АФП и термохимические накопители обладают определенными преимуществами. При их использовании выделение специального пикового контура с установкой дополнительной турбины позволяет значительно увеличить количество аккумулируемой тепловой энергии и расширить регулировочные возможности АЭС.

Важным элементом АФП является ТАВ. Среди критериев, определяющих пригодность того или иного вещества или смеси веществ, можно отметить основные: теплота фазового перехода, температура превращений, теплопроводность, теплоемкость, химическая стабильность, антикоррозионные свойства, изменение объема при фазовых переходах, давление насыщения при требуемой температуре, пожаробезопасность, токсичность, стоимость. Многие вещества-аккумуляторы коррозионно-активны, что затрудняет их использование. В настоящее время ведется интенсивный поиск перспективных ТАВ.

Термодинамическое совершенство цикла аккумулирования энергии определяется его коэффициентом полезного действия  $\eta_{ак}$ , равным отношению дополнительно выработанной электрической энергии при разрядке аккумулятора к снижению отпуска электроэнергии основным блоком в процессе его зарядки:

$$\eta_{ак} = \frac{\sum_{i=1}^I \Delta N_{\max i} \tau_{\max i}}{\sum_{j=1}^J \Delta N_{\min j} \tau_{\min j}}, \quad (6.3)$$

где  $\Delta N_{\max}$  — прирост максимальной мощности при разрядке аккумулятора, кВт;  $\tau_{\max}$  — продолжительность стояния рассматриваемых максимальных на-



грузок, ч;  $\Delta N_{\min}$  — снижение мощности основного энергоблока при зарядке аккумулятора, кВт;  $\tau_{\min}$  — продолжительность режима зарядки аккумулятора, ч;  $I, J$  — число режимов разрядки и зарядки соответственно.

При ступенчатых изменениях мощности с постоянными значениями  $\Delta N_{\min}$  и  $\Delta N_{\max}$  формула (6.3) упрощается и принимает вид

$$\eta_{\text{ак}} = \frac{\Delta N_{\max} \tau_{\max}}{\Delta N_{\min} \tau_{\min}} \quad (6.4)$$

Удельные приведенные затраты в рассматриваемой установке на производство пиковой энергии на базе аккумулирования можно определить из соотношения

$$z = \frac{b \Pi_{\text{я}}}{\eta_{\text{ак}}} + \frac{(p_{\text{n}} + p_{\text{а}}) k_{\text{доп}}}{\tau_{\max} z}, \quad (6.5)$$

где  $b$  — удельный расход топлива основным энергоблоком при номинальной нагрузке в пересчете на условное топливо, кг/(кВт · ч);  $\Pi_{\text{я}}$  — расчетная цена ядерного топлива (в пересчете на условное топливо), руб/т;  $p_{\text{n}}, p_{\text{а}}$  — коэффициенты ежегодных отчислений, учитывающие срок окупаемости и амортизацию капиталовложений соответственно, год<sup>-1</sup>;  $k_{\text{доп}}$  — удельные капиталовложения, связанные с получением дополнительной мощности, руб/кВт;  $z$  — годовое число циклов зарядки и разрядки аккумулятора, год<sup>-1</sup>.

Приведенное соотношение (6.5) не определяет прямой эффективности аккумулирования тепла. Такая эффективность может быть определена только с учетом системных факторов на основе сопоставления с альтернативными вариантами. Такими альтернативными вариантами могут быть: ввод полупиковых и пиковых энергоблоков; сооружение гидроаккумулирующих электростанций.

В первом случае при сравнении с вводом полупиковых (пиковых) энергоблоков экономия удельных приведенных затрат составит

$$\Delta z = (b_{\text{n}} + b_{\text{пуск}}) \Pi_{\text{т}} - \frac{\Pi_{\text{я}}(b - \Delta b)}{\eta_{\text{ак}}} + \frac{(p_{\text{а}} + p_{\text{n}})(k_{\text{n}} - \Delta k_{\text{доп}})}{\tau_{\max} z}, \quad (6.6)$$

где  $b_{\text{n}}, b_{\text{пуск}}$  — удельный расход топлива (в пересчете на условное) полупиковым (пиковым) энергоблоком при его работе и за период пуска, кг/(кВт · ч);  $\Pi_{\text{т}}$  — цена топлива полупикового энергоблока, руб/т;  $\Delta b$  — снижение удельного расхода топлива на АЭС вследствие более полной загрузки на величину  $\Delta N$ , кг/(кВт · ч);  $k_{\text{n}}$  — удельные капиталовложения в полупиковый энергоблок, руб/кВт.

Во втором случае при сооружении ГАЭС для той же, что и в первом случае, получаемой пиковой мощности экономия затрат составляет

$$\Delta Z = \left( \frac{1}{\eta_{\text{ГАЗС}}} - \frac{1}{\eta_{\text{ак}}} \right) b \Pi_{\text{я}} + \frac{(p_{\text{а}} + p_{\text{н}})_{\text{ГАЗС}} k_{\text{ГАЗС}} - (p_{\text{а}} + p_{\text{н}}) k_{\text{доп}}}{\tau_{\text{max}} z}. \quad (6.7)$$

Положительное значение  $\Delta Z$  соответствует экономии, получаемой при аккумуляции тепла. Величина экономии зависит от многих факторов. Главные из них — удельные капиталовложения в систему получения дополнительной мощности, КПД аккумуляирования. Капиталовложения в водяные системы аккумуляирования тепла определяются расчетным давлением и конструкцией баков (металлических, железобетонных и т. д.). Выполненные проектные расчеты стоимости баков-аккумуляторов вместимостью 24 тыс. м<sup>3</sup> (вместе с фундаментом) показывают, что при давлении воды 0,25 МПа удельная стоимость металлических баков составляет около 280 руб/м<sup>3</sup> и железобетонных (при давлении 3 МПа) 420 руб/м<sup>3</sup>.

Способ аккумуляирования тепла (при постоянном давлении или постоянном объеме теплоносителя) оказывает определенное влияние на его КПД. Если в процессе зарядки и разрядки аккумулятора давление теплоносителя остается постоянным (схемы рис. 6.1, а, з), достигается наивысший КПД аккумуляции, составляющий 80—82%.

Зарядка и разрядка аккумулятора при меняющемся давлении и постоянном объеме (схемы рис. 6.1, б, в) дают более низкий КПД аккумуляции, составляющий 70—75%. Однако в последнем случае могут быть достигнуты большие значения получаемой максимальной мощности за счет установки дополнительной пиковой турбины.

На экономическую эффективность аккумуляирования тепла существенное влияние может оказать принимаемая продолжительность полной разрядки. Уменьшение продолжительности разрядки  $\tau_{\text{max}}$  при той же степени аккумуляирования приводит к увеличению максимальной мощности, что делает наиболее эффективными эти установки при покрытии остропиковых нагрузок. Такое участие АЭС в регулировании электрической нагрузки будет более выгодным по сравнению с прямой разгрузкой реактора.

В то же время системный эффект аккумуляирования тепла определяется не только КПД  $\eta_{\text{ак}}$  и затратами на осуществление аккумуляирования, но и технико-экономическими показателями конкурирующих вариантов. Все это требует дальнейшего поиска рациональных путей и оптимизации тепловых схем турбоустановок АЭС в условиях осуществления аккумуляирования тепла. Выполненные разработки показывают, что реализация пикового цикла по схеме, изображенной на рис. 6.1, а, для энергоблока мощностью 1000 МВт требует  $k_{\text{доп}} = 115$  руб/кВт. Если принять  $(p_{\text{а}} + p_{\text{н}})_{\text{АЭС}} = (p_{\text{а}} + p_{\text{н}})_{\text{ГАЗС}} = 0,23$  и  $k_{\text{ГАЗС}} = 140$  руб/кВт, а также  $\tau_{\text{max}} z = 1500$  ч/год, то реализация аккумуляции тепла обеспечивает экономию по сравнению с применением ГАЗС примерно 38,9 руб. на 1 МВт · ч максимальной энергии. В некоторых исследованиях справедливо

полагается, что применение аккумуляторов тепла на АЭС позволит рас-  
средоточить пиковую мощность (в сравнении с ГАЭС) и снизить затраты  
на развитие линий электропередачи и потери в ВЛ.

Наиболее просто реализуемой представляется схема АЭС  
с АПВ, в которой помимо самого аккумулятора не предус-  
матривается использование нового оборудования. Но создание  
и безопасная эксплуатация сосудов большой вместимости на  
повышенное давление с повышенным расчетным сроком  
службы — достаточно сложная задача.

Значительно больший диапазон регулирования по сравнению  
с диапазоном регулирования АПВ, как указывалось, можно  
получить, применяя ПВА. Но здесь добавляются трудности,  
связанные с понижением КПД цикла аккумулярования в связи  
с изменением параметров рабочего тела в периоды зарядки  
и разрядки. В табл. 6.1 и 6.2 представлены некоторые  
результаты расчетов, проведенных в ЭНИН [76, 108] по  
аккумуляторам этого типа, необходимые для сопоставления их  
эффективности с эффективностями других систем аккумуляции.

Таблица 6.1. Сравнительные характеристики альтернативных вариантов  
покрытия пиковых нагрузок в энергосистемах [76, 108]

| Тип маневренной энергоустановки                   | Продолжи-<br>тельность ра-<br>боты, ч/год | Удельные ка-<br>питаловложе-<br>ния, руб/кВт | Удельные зат-<br>раты,<br>руб/(МВт·ч) |
|---------------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------|
| ГТ-150-1100                                       | 500                                       | 60                                           | 44,1                                  |
|                                                   | 1000                                      | 60                                           | 29,3                                  |
| ГАЭС с зарядкой                                   | 1000                                      | 160                                          | 26                                    |
| от АЭС                                            | 1500                                      | 140                                          | 17,5                                  |
|                                                   | 3000                                      | 200                                          | 13,5                                  |
| АЭС с теплоаккумуляторами пита-<br>тельной воды   | 500                                       | 56                                           | 24,5                                  |
|                                                   | 1000                                      | 83                                           | 18,3                                  |
|                                                   | 1500                                      | 110                                          | 15,8                                  |
| АЭС с аккумуляторами тепла паро-<br>водяного типа | 500                                       | 66                                           | 30                                    |
|                                                   | 1000                                      | 88                                           | 20                                    |
|                                                   | 1500                                      | 110                                          | 16,9                                  |

В отличие от АПВ и ПВА в АФП процессы зарядки  
и разрядки могут происходить при атмосферном давлении  
теплоаккумулирующего материала. Здесь допустимы разгрузки  
основной турбины на существенно большее значение, чем  
в схемах с АПВ и ПВА, и возможно аккумулярование тепла  
наивысшего потенциала. Вместе с тем имеется ряд специфичес-  
ких проблем и для АФП: некоторое изменение объема ТАВ  
при фазовом переходе, переохлаждение теплоаккумулирующего  
материала в конечный период разрядки, низкая его долговеч-  
ность и ухудшение рабочих характеристик, в том числе  
теплопроводности в результате многократного повторения  
циклов приема и отдачи тепла. Неисследованными являются

Таблица 6.2. Сравнительные технико-экономические данные аккумуляторов различных типов [76, 108]

| Характеристика                                                         | Тип аккумулятора     |      |      |                       |      |      |                         |      |      |
|------------------------------------------------------------------------|----------------------|------|------|-----------------------|------|------|-------------------------|------|------|
|                                                                        | АПВ низкого давления |      |      | АПВ высокого давления |      |      | Пароводяной аккумулятор |      |      |
| Расчетное давление/температура аккумулятора, МПа/°С                    | 1,2/170              |      |      | 2,5/220               |      |      | 4,0/249                 |      |      |
| Максимальная мощность в режиме разрядки, МВт/т                         | 120                  |      |      | 179                   |      |      | 700                     |      |      |
| Продолжительность работы в режиме выдачи мощности, ч/год               | 500                  | 1000 | 1500 | 500                   | 1000 | 1500 | 500                     | 1000 | 1500 |
| Удельные приведенные затраты на выработку пиковой энергии, руб/(МВт·ч) | 36                   | 21,9 | 16,9 | 40,5                  | 23,9 | 17,9 | 51,3                    | 28,5 | 21   |

также скорости аккумулялирования тепла и теплоотдачи в переходных режимах. Не полностью определенными остаются пока утечки тепла, массогабаритные и стоимостные характеристики такой аккумуляционной установки. Однако обеспечиваемая повышенная безопасность эксплуатации АЭС с АФП, отсутствие потребности в значительном количестве крупных корпусов и повышенный диапазон регулирования предопределяют целесообразность анализа технико-экономических преимуществ АЭС именно с такими схемами аккумуляции для покрытия переменных графиков нагрузки.

Поскольку исходная информация о затратах как в АПВ, так и в АФП не является достаточно полной и однозначной, целесообразно установить предельные значения удельных капиталовложений в пиковый контур с АФП, при котором его сооружение на АЭС с ВВЭР равноэкономично применению АПВ. Сопоставление можно провести по выражению

$$\Delta Z = Z_{\text{АФП}} - Z_{\text{АПВ}} + \Delta Z_c,$$

где  $Z_{\text{АПВ}}$ ,  $Z_{\text{АФП}}$  — приведенные затраты на выработку пиковой энергии при использовании в качестве аккумуляторов АПВ и АФП, руб/год;  $\Delta Z_c$  — затраты на приведение вариантов к равному энергетическому эффекту в периоды снижения и максимума нагрузки, руб/год.

Оценочные расчеты показывают, что более широкий регулировочный диапазон АЭС с АФП позволяет вытеснять в этом случае менее экономичные маневренные мощности в энергосистеме. Это поднимает равноэкономичные удельные капиталовложения на 15—20 руб/кВт для АФП выше, чем

для АПВ. В этих расчетах не учитывались другие факторы, говорящие в пользу АФП:

возникающие ресурсные дефициты при изготовлении большого числа корпусов АПВ;

вероятность неоднократной замены корпусов АПВ в течение срока службы основного оборудования энергоблока;

повышенная надежность АФП в сравнении с АПВ.

## 6.2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЛАБОПЕРЕГРЕТОГО ПАРА В ОСНОВНОМ И ПИКОВОМ КОНТУРАХ

Турбины основного и пикового контуров в схемах с АФП (рис. 6.1, 2) предполагается использовать в циклических переменных режимах суточной повторяемости. В этих условиях имеется преимущество использования слабоперегретого пара как в основной, так и в дополнительной турбинах [17]. В перегретом паре становится более слабой, чем в насыщенном, зависимость температуры пара от нагрузки турбины в переходных процессах с ее изменением. Как следствие этого, ответственные детали паровпуска испытывают меньшие термомеханические напряжения, увеличиваются их долговечность и надежность. Достаточный для повышения маневренности перегрев пара обеспечивается разработанными вертикальными прямоточными ПГ отечественной конструкции. Имеется положительный опыт работы таких ПГ за рубежом.

В связи с повышенными массогабаритными характеристиками расположение АФП вблизи турбины, по-видимому, будет затруднительным. Поэтому слабоперегретый пар также более предпочтителен и по условиям остывания, и по условиям конденсации на длинных участках трубопроводов. Перегрев в АФП пара, подаваемого в пиковую турбину, также может быть эффективен.

Таким образом, при регулировании мощности дросселированием слабоперегретого свежего пара теоретически может быть достигнута более высокая скорость сброса (набора) нагрузки (при той же длительной надежности) основной и пиковой турбинами, чем при использовании насыщенного пара. Реализация таких повышенных скоростей изменения нагрузки может привести к существенной экономии топливных затрат в энергосистеме.

Однако капиталовложения в прямоточные ПГ слабоперегретого пара весьма высоки в основном из-за наличия пароперегревательных участков теплообмена с невысокими значениями коэффициентов теплоотдачи. Таким образом, повышение общего КПД цикла и экономия затрат в системе от повышения скорости набора нагрузки возможны только при увеличении капиталовложений в ПГ АЭС. При выборе оптимальной

начальной температуры и начального давления с учетом циклических режимов работы турбоагрегатов примем за критерий оптимизации переменную часть приведенных годовых затрат в виде

$$Z = Z_t + Z_{эл} + p_{пг} K_{пг} + p_c K_c + p_{пп} K_{пп} + Z_{ст}, \quad (6.8)$$

где  $Z_t$  — топливная составляющая годовых затрат, руб/год;  $Z_{эл}$  — затраты на перекачку теплоносителя, руб/год;  $Z_{ст}$  — экономия затрат в системе за счет повышения скорости нагружения турбоустановки (подробнее см. в § 7.4), руб/год;  $K_{пг}$ ,  $K_c$ ,  $K_{пп}$  — капиталовложения в ПГ, сепаратор и пароперегреватель турбины соответственно, руб.;  $p_{пг}$ ,  $p_c$ ,  $p_{пп}$  — коэффициенты эффективности капиталовложений, учитывающие нормативный срок окупаемости и долю амортизационных отчислений на ПГ, сепараторы и пароперегреватели, год<sup>-1</sup>.

Оптимальная начальная температура (давление) пара находится приравниванием нулю первой производной выражения (6.8):

$$(\partial Z / \partial t_0)_{p_0} = 0; \quad (\partial Z / \partial p_0)_{t_0} = 0.$$

Рассмотрим составляющие затрат в (6.8).

Учет изменения капитальных вложений. В однозаходном ПГ заданной конструкции повышение перегрева свежего пара может осуществляться лишь при снижении начального давления. При этом будет наблюдаться снижение тепловой экономичности по сравнению с применением в ПГ насыщенного пара, так как средняя температура подвода тепла в цикле снизится. Если же начальное давление насыщенного пара повысить до уровня, соответствующего температуре перегрева, то это повысит среднюю температуру подвода тепла, а следовательно, КПД цикла.

Применение двухзаходного по теплоносителю ПГ позволяет получить перегрев без снижения начального давления. В этом случае термический КПД увеличится примерно на 1,9%.

Капиталовложения в прямоточный ПГ со спиральновитыми трубками, конструкция которого разработана ВТИ и СКБ ВТИ с участием ЗиО и ЦКТИ, определялись в зависимости от изменения его поверхности нагрева. При этом параметры теплоносителя считались заданными. Учитывались также данные [32].

Верхние и нижний пучки ПГ включены параллельно по теплоносителю первого контура (55 и 45% общего расхода) и последовательно по пароводяной среде, движущейся противоточно снизу вверх в межтрубном пространстве. Теплообменная поверхность испарительного участка условно разделена на две зоны: верхнего пучка, включающую в себя переходный участок ухудшенного теплообмена, и нижнего пучка. Площадь

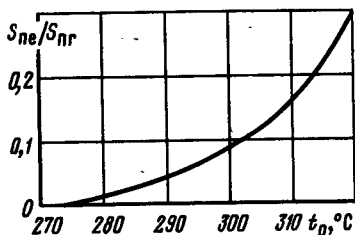


Рис. 6.2. Рост доли пароперегревательного участка в общей площади поверхности ПГ при увеличении температуры перегрева пара

поверхности теплообмена любого участка может быть определена по формуле

$$Q_i = k_i S_i \Delta t_i,$$

где  $Q_i$  — количество тепла, передаваемого на  $i$ -м участке, кВт;  
 $k_i$  — коэффициент теплопередачи на  $i$ -м участке, кВт/(м<sup>2</sup> · К);  
 $S_i$  — площадь поверхности теплообмена  $i$ -го участка, м<sup>2</sup>;  
 $\Delta t_i$  — температурный напор на  $i$ -м участке, °С.

Расчет коэффициента теплопередачи осуществляется по типовой методике [119, 131] с учетом возможных отложений и оксидных пленок на участке теплообмена.

Проведенные расчеты показали, что наибольшее влияние на стоимость ПГ при увеличении расчетной температуры перегрева пара оказывает поверхность пароперегревательного участка. На рис. 6.2 приведена зависимость относительной площади поверхности теплообмена пароперегревательного участка от обеспечиваемой начальной температуры в паротурбинном цикле.

Затраты в пароперегреватель рассчитаны с учетом ухудшения коэффициента теплопередачи на пароохладительном участке поверхности теплообмена. Капиталовложения в сепаратор найдены из расчета площади фронта сепарации [85]:

$$F_{\text{фр}} = V/w,$$

где  $V$  — объемный расход рабочего тела через сепаратор, м<sup>3</sup>/с;  $w$  — скорость пароводяной среды на входе в сепаратор, м/с.

Различают критическую скорость течения пароводяной смеси  $w_{\text{кр}}$ , характеризующую равновесие сил поверхностного натяжения, динамического воздействия потока и сил тяготения, действующих на каплю конденсата, а также допустимую скорость  $w$ , обеспечивающую качественную сепарацию.

Величина  $w_{\text{кр}}$  определяется по формуле:

$$w_{\text{кр}} = B \sqrt[4]{\frac{g \sigma (\rho' - \rho'')}{(\rho'')^2}},$$

где  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\sigma$  — коэффициент поверхностного натяжения, Н/м;  $\rho'$ ,  $\rho''$  — плотность кипящей воды и сухого насыщенного пара соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $B$  — число С. С. Кутателадзе ( $B = 0,3 \div 0,4$ ).

Допустимую скорость пароводяной смеси можно определить по формуле [85]

$$w = w_{\text{кр}} \varphi \quad \text{при} \quad \varphi = a - c [(1-x)x^{-1}]^b,$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  — коэффициенты, зависящие от конструктивных характеристик заданных профилей жалюзи;  $x$  — степень сухости пара.

Критические скорости пара для жалюзийных сепараторов составляют от 7 до 15 м/с. При этом считается, что в докритическом режиме течения унос

влаги составляет менее 1%. Поскольку данные по эффективности влагоудаления при  $w_{кр}$  отсутствуют, выбирают допустимую скорость пара в  $\varphi$  раз меньше критической.

В расчетах удельная стоимость поверхности фронта сепаратора принята равной 15 тыс. руб/м<sup>2</sup>.

Топливные затраты по энергоблоку. Выражение для определения затрат на топливо с учетом работы рассматриваемого блока в различных режимах упрощенно можно представить в следующем виде:

$$Z_{\tau} = \frac{C_{\tau} k 10^3}{24B} \sum_{j=1}^n \frac{N_j \tau_j}{\eta_i}, \quad (6.9)$$

где  $C_{\tau}$  — расчетная цена ядерного топлива, руб/кг  $UO_2$ ;  $B$  — глубина выгорания топлива, МВт·сут/т  $UO_2$ ;  $k$  — коэффициент топливных затрат, учитывающий первую топливную загрузку (см. § 3.1);  $N_j$  — мощность блока в  $j$ -м режиме, МВт;  $\eta_i$  — КПД блока в  $j$ -м режиме;  $\tau_j$  — продолжительность эксплуатации блока в  $j$ -м режиме, ч/год;  $n$  — число учитываемых режимов работы.

КПД блока при изменении нагрузки и начальных параметров пара определялся расчетом принципиальной тепловой схемы энергоблока с турбиной К-1000-60/1500 ПОАТ ХТЗ.

При учете режима работы рассмотрены два возможных способа регулирования мощности турбины: дросселированием свежего пара и скользящим давлением. Расчеты внутренних относительных КПД проточных частей турбины выполнялись в соответствии с изменением начальных параметров и с учетом изменения потерь от влажности.

Затраты электроэнергии на привод ГЦН определяются мощностью, затрачиваемой на преодоление гидравлического сопротивления первого контура энергоблока АЭС:

$$Z_{эл} = c_{эл} 10^{-2} \sum_{j=1}^n N_{ГЦН} \tau_{pj}, \quad (6.10)$$

где  $c_{эл}$  — себестоимость электроэнергии, коп/(кВт·ч);  $\tau_j$  — число часов работы реактора в году в  $j$ -м режиме, ч/год.

Системная составляющая затрат, связанная с изменением допустимых скоростей циклирования нагрузки энергоблока, и порядок ее расчета приведены в § 7.5.

Оптимальные начальные параметры. Совместное решение уравнений (6.6) — (6.10) позволяет определить комплексно-оптимальные начальные давление и температуру в цикле слабоперегретого пара с учетом всего комплекса факторов, включая режимные условия работы [14, 15].

На положение оптимума исследуемых параметров, как показали расчеты, наиболее существенное влияние оказывают



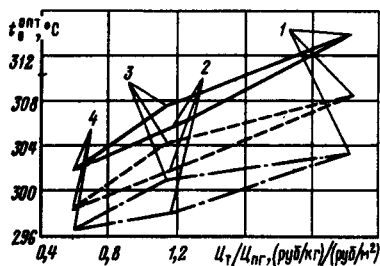


Рис. 6.3. Зависимость частных оптимальных значений начальной температуры перегретого свежего пара ( $p_0=6$  МПа) от соотношения затрат на топливо и поверхность теплообмена ПГ:  
 1 —  $C_T/C_{ПГ}=800/350$  (руб/кг/(руб/м<sup>2</sup>); 2 — 800/700; 3 — 400/350; 4 — 400/700; — — — базовый режим турбоустановки; - - - -  $\bar{N}_{cr}=0,8$ , дроссельное регулирование; - · - · -  $\bar{N}_{cr}=0,8$ , скользящее давление пара

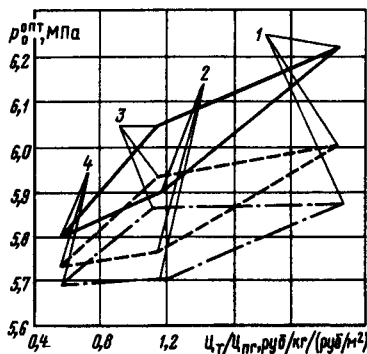


Рис. 6.4. Зависимость частных оптимальных значений начального давления от соотношения затрат на топливо и поверхность ПГ ( $t_0=305^\circ\text{C}$ ) (обозначения те же, что на рис. 6.3)

затраты на ПГ и, в меньшей мере, на ядерное топливо. Поскольку эти исходные данные не являются однозначными и имеют сложную временную динамику, в расчетах такая неопределенность учтена для упрощения анализа варьированием комплексного показателя — отношения стоимости топлива к удельным затратам на поверхность теплообмена ПГ. Рассматривались базовый режим с  $T_{\text{жф}}=7000$  ч/год, а также работа по годовому графику нагрузки с  $T_{\text{жф}}=4200$  ч/год при дроссельном регулировании мощности и при изменении мощности скользящим давлением пара. Первый способ применяется пока наиболее часто, второй по ряду причин (см. § 7.5) считается перспективным. Во всех случаях годовая продолжительность работы  $\tau_p=7000$  ч/год.

На рис. 6.3 и 6.4 представлены частные оптимальные значения начальной температуры и давления перегретого пара с учетом влияния всех названных факторов. Поля оптимальных значений (линии 1—4) образованы наиболее крайними из представительных сочетаний исходных данных. Так, в точках 2 и 3 соотношение  $C_T/C_{ПГ}$  одинаково, однако в точке 2 стоимость ядерного топлива и удельные затраты на ПГ в 2 раза выше, чем в точке 3. Линии 3—4 и 1—2 дают зависимость оптимальной температуры перегретого пара от удельных затрат на ПГ при постоянных значениях стоимости ядерного топлива (соответственно 400 и 800 руб/кг  $\text{UO}_2$ ), напротив, линии 3—1 и 4—2 построены при постоянных крайних значениях затрат на поверхность ПГ (соответственно 350 и 700 руб/м<sup>2</sup>) для разных стоимостей топлива. Из рисунка видно, что повышение затрат на ПГ в 2 раза приводит в разных условиях

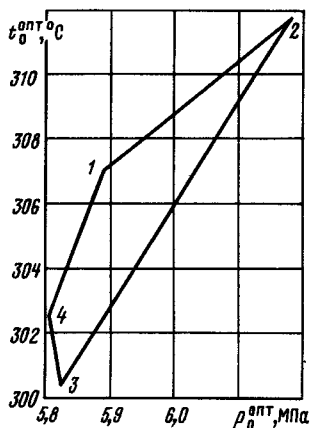


Рис. 6.5. Комплексно-оптимальные начальные параметры турбины, работающей на слабоперегретом паре (базовый режим) (обозначения те же, что на рис. 6.3)

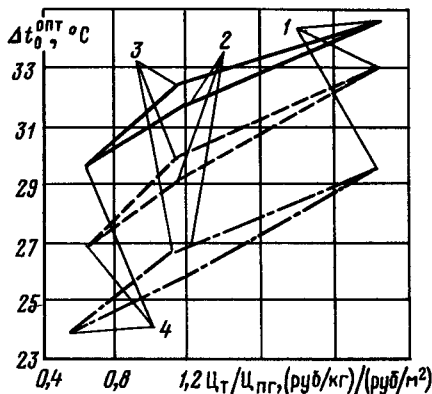


Рис. 6.6. Оптимальный начальный перегрев свежего пара (обозначения те же, что на рис. 6.3)

к уменьшению оптимальной начальной температуры на 4—10° С. Напротив, увеличение стоимости ядерного топлива в 2 раза может повысить оптимальную начальную температуру на 2—7° С. В общем случае наибольшее изменение  $t_0^{opt}$  (при переходе от условий в точке 4 к условиям в точке 3) может составить до 14° С.

Определенное влияние на оптимальную температуру оказывает режим использования энергоблока АЭС. Как видно из рис. 6.5, уменьшение  $T_{ф}$  от 7000 до 4200 ч/год снижает  $t_0^{opt}$  на 2,5—11° С в случае дроссельного регулирования и на 1,5—6,5° С при скользящем начальном давлении пара. Во втором случае более низкие значения  $t_0^{opt}$  и несколько меньшее влияние на них режимных факторов вызваны повышенной тепловой экономичностью регулирования скользящим давлением и некоторым увеличением допустимых скоростей изменения нагрузки. Вместе с тем специальные расчеты показали, что влияние системного эффекта от увеличения приемистости энергоблока при введении перегрева пара оказывается небольшим и приводит к росту  $t_0^{opt}$  на 1—1,5° С. Столь малое влияние объясняется принятыми условиями прохождения переменных графиков нагрузки (небольшое число изменений нагрузки при преимущественно недельном цикле регулирования). В случае ежесуточного циклирования нагрузки (одно- или даже двухразового) базовой турбины в схемах с контуром аккумуляции влияние фактора приемистости и надежности усиливается.

Зависимость частного оптимального начального давления от стоимостных показателей, режимных условий работы

и способов регулирования нагрузки энергоблока АЭС (рис. 6.5) обусловлена теми же соображениями. Вместе с тем следует отметить более сильное влияние при этом  $\Pi_{\text{т}}/\Pi_{\text{пг}}$  и режимных факторов на положение оптимума начального давления. Так, при увеличении доли топливной составляющей до максимальной  $t_0^{\text{опт}}$  повышается на 1,8—4,7% (рис. 6.4).

При переводе в маневренный режим  $t_0^{\text{опт}}$  уменьшается на 0,5—3,5%, а  $p_0^{\text{опт}}$  в этих же условиях — на 1,5—5,5% при разных способах регулирования. Такой характер изменения  $t_0^{\text{опт}}$  и  $p_0^{\text{опт}}$  объясняется более сильным влиянием начального давления пара на площадь поверхности теплообмена и затраты на парогенераторную часть. На рис. 6.5 показаны комплексно-оптимальные параметры  $t_0^{\text{опт}}$  и  $p_0^{\text{опт}}$ . Область, ограниченная четырехугольником 1—2—3—4, соответствует наивыгоднейшим параметрам для различных соотношений стоимостей топлива и металла с учетом режима работы рассматриваемой установки. В зависимости от расчетной цены топлива  $\Pi_{\text{т}}$  и поверхности ПГ  $\Pi_{\text{г}}$  снижение эффективной годовой кампании с 7000 до 4200 ч/год понижает оптимальные начальные параметры пара: давление на 0,24—0,29 МПа (3,9—4,7%), температуру на 3,4—8,2° С (1,1—2,5%), однако эти понижения следует признать незначительными.

По данным комплексной оптимизации начальных параметров с учетом режима работы на рис. 6.6 представлена зависимость оптимального перегрева свежего пара  $\Delta t_{\text{пе}}^{\text{опт}} = t_0^{\text{опт}} - t_{0\text{с}}^{\text{опт}}$  при оптимальном начальном давлении. Из рисунка видно, что  $\Delta t_{\text{пе}}^{\text{опт}}$  ощутимо зависит от стоимости топлива и удельных затрат на ПГ. Изменение  $\Delta t_{\text{пе}}^{\text{опт}}$  при увеличении  $\Pi_{\text{т}}$  и уменьшении  $\Pi_{\text{пг}}$  в 2 раза может достигать 5,5—7,5% (18—28%). При снижении  $T_{\text{ф}}$  с 7000 до 4200 ч/год оптимальный перегрев снижается на 1,5—5,5% до значений 23,5—33,8° С. В базовом режиме эксплуатации  $\Delta t_{\text{пе}}^{\text{опт}}$  изменяется в пределах от 29,0 до 34,5° С.

Для принятых исходных данных энергоблок мощностью 1000 МВт с прямоточными ПГ и турбиной слабоперегретого пара обеспечивает экономию приведенных затрат в размере 520—840 тыс. руб/год.

Наличие пикового контура с АФП и дополнительной турбиной в схеме АЭС требует, как показано далее, уточнения оптимальных параметров пара основной турбины.

### 6.3. ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ПИКОВОГО КОНТУРА

Обычно затраты на аккумулирующую систему фазового перехода не превышают 5% стоимости станции.

Это позволяет эффективно применить пиковую пристройку к основной схеме энергоблока АЭС и получить дополнительную мощность на специальной турбине без ощутимого снижения начального давления пара в процессе разрядки аккумулятора тепла. В связи с этим возникает задача оценки влияния

различных факторов на эффективность использования АФП в схемах АЭС. На рис. 6.1,2 изображен один из возможных вариантов такой схемы.

При снижении мощности основной турбины высвобождающаяся избыточная тепловая мощность реактора используется для зарядки АФП. В период максимума электрической нагрузки в аккумуляторе получают насыщенный или перегретый водяной пар, который вырабатывает в турбине пиковую мощность.

Расчет затрат на пиковый контур. Технико-экономическая оптимизация параметров пикового контура с АФП должна сочетаться с выбором оптимального типа ТАВ для заданных температур. В реальных условиях влажнопарового цикла известно сравнительно небольшое количество веществ, пригодных для использования в заданных температурных интервалах. Кроме того, задача выбора ТАВ является комплексной и требует постановки долговременных физико-химических исследований на опытно-промышленных установках.

Оптимизация параметров пикового контура была выполнена при заданном ТАВ— $\text{LiNO}_3$ , а расчет аккумулятора тепла фазового перехода проведен по упрощенной модели нестационарного теплообмена, разработанной в ЭНИН (канд. техн. наук М. Е. Воронковым).

Приведенные капиталовложения в пиковый контур оцениваются по расчетному количеству запасаемого тепла  $\Delta Q_3$  и удельной стоимости всех составляющих его элементов: турбины  $Z_t$ , собственно теплоаккумулирующего вещества  $Z_{\text{ТАВ}}$ , площади поверхности нагрева  $Z_F$ :

$$Z_t = \Delta Q_3 \tau_{\min} C_t g \eta_p p_{\text{ту}}^{-1};$$

$$Z_{\text{ТАВ}} = \Delta Q_3 \tau_{\min} C_{\text{ТАВ}} p_{\text{ТАВ}} L_{\text{ТАВ}}^{-1} \delta;$$

$$Z_F = \Delta Q_3 \tau_{\min} C_f \bar{p}_F \delta,$$

где  $C_t$ —удельная цена изготовления турбины, руб/кг;  $g$ —удельная металлоемкость пиковой турбины, кг/кВт;  $C_{\text{ТАВ}}$ ,  $L_{\text{ТАВ}}$ —удельная цена ТАВ и теплота его плавления;  $p_{\text{ту}}$ ,  $p_{\text{ТАВ}}$ ,  $p_F$ —коэффициенты эффективности вложений в пиковую турбину, ТАВ и поверхности нагрева.

Затраты в ТАВ определяются дисконтированным рядом капиталовложений при условии, что вещество полностью обновляется через 10 лет. Необходимый запас площади поверхности теплообмена АФП, обусловленный ухудшением свойств ТАВ за расчетный срок использования, а также для уменьшения дрейфа параметров в пиковом контуре в конечный период разряда аккумулятора, учитывается коэффициентом  $\delta$ . Этот коэффициент зависит в основном от конструкционного исполнения АФП и свойств ТАВ. Точная

динамика дрейфа параметров может быть определена расчетом нестационарной теплоотдачи при разряде аккумулятора. На основе этих данных можно было бы обосновать рациональный запас площади поверхности теплообмена АФП на основе сравнения выигрыша от увеличения среднего эффективного КПД пикового контура при разряде аккумулятора с ростом затрат на сооружение АФП в этом случае. Однако в проводимых расчетах использовано приближенное значение  $\delta = 1,2$ . Оптимальная его оценка — предмет самостоятельного исследования. При постоянной тепловой мощности аккумулятора фазового перехода капиталовложения в него и мощность пиковой турбины зависят от параметров пара, получаемого в период разряда. Наибольшее влияние на оптимум расчетных параметров пиковой турбины, как показывает анализ, оказывают затраты на поверхность теплообмена АФП и мощность пиковой турбины, в меньшей мере — удельные капиталовложения в нее. Затраты на ТАВ не влияют на эти параметры.

Турбина пикового контура должна обладать максимальной простотой и надежностью в эксплуатации, приемистостью, хорошими пускоостановочными характеристиками.

Этим требованиям удовлетворяет турбина с упрощенной регенеративной схемой, без промежуточного перегрева пара, с сепарацией между цилиндрами высокого и низкого давлений.

Для повышения эффективности аккумуляирования тепла на базе АФП увеличение выработки электроэнергии в часы максимума нагрузок при неизменной мощности заряда имеет первостепенное значение. Между тем предлагавшиеся ранее схемы не позволяют в полной мере использовать запасаемое в аккумуляторе тепло для выработки пиковой энергии. Так, чтобы избежать значительного переохлаждения ТАВ и увеличить расход пара на турбину в период разряда, в АФП направляют воду, подогретую до определенной температуры в схеме регенерации пиковой турбины. Но наличие отборов на подогрев питательной воды уменьшает мощность турбины, а применение подогревателей удорожает турбоустановку. Указанных недостатков лишена схема, представленная на рис. 6.7 (разработка СПИ [19]). В этой схеме предусмотрена подача конденсата греющего пара в режимах заряда АФП в специальную аккумулялирующую емкость 9, соединенную паропроводом с ПГ 1. В этот период из аккумулятора фазового перехода 10 в основной контур направляется конденсат, расход которого эквивалентен расходу рабочего тела в емкость 9.

В период максимума электрической нагрузки основная турбина работает с номинальной мощностью. Горячая вода из емкости 9 при постоянном давлении поступает в АФП, где за счет аккумуляированного тепла генерируется пар, направляемый в пиковую турбину, а его конденсат сливается в бак 10.

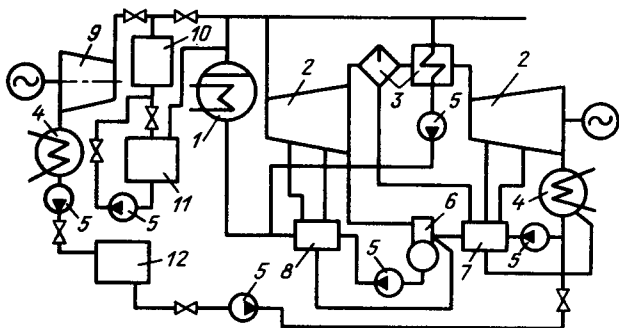


Рис. 6.7. Принципиальная схема паросиловой части АЭС с АФП и пиковой турбиной без регенерации [19]:

1 — ПГ; 2 — основная турбина; 3 — сепаратор-пароперегреватель; 4 — конденсатор; 5 — насос; 6 — деаэрактор; 7 — группа ПНД; 8 — группа ПВД; 9 — пиковая турбина; 10 — аккумулятор фазового перехода; 11 — аккумулятор дренажа греющего пара; 12 — аккумулятор конденсата в пиковом контуре

Основные преимущества схемы [19]: отсутствие регенеративных отборов и повышение мощности пиковой турбины; поддержание на входе в АФП в период разряда повышенной температуры воды, что позволяет увеличить расход пара и мощность пиковой турбины; снижение капиталовложений в турбоустановку аккумулирующего контура.

Можно показать повышенную эффективность предложенной в [19] установки по разности затрат:

$$\Delta Z_n = \Delta N_n z_{\max} h_{\max} - \Delta N_{\text{гу}} z_{\min} h_{\min} + Z_p - Z_{\text{ак}} - Z_{\text{б.х.в.}},$$

где  $z_{\max}$ ,  $z_{\min}$  — замыкающие удельные приведенные затраты на выработку максимальной и «провальной» энергии, руб/(МВт·ч);  $\tau_{\max}$ ,  $\tau_{\min}$  — ежегодные продолжительности работы пиковой и основной турбин на максимальной и пониженной нагрузке, ч/год;  $Z_p$  — экономия затрат в регенеративную схему, руб/год;  $Z_{\text{ак}}$ ,  $Z_{\text{б.х.в.}}$  — затраты в бак-аккумулятор и бак холодной воды, руб/год.

В расчетах принято:  $z_{\max} = 35$  руб/(МВт·ч);  $\tau_{\max} = 1000$  ч/год;  $z_{\min} = 10$  руб/МВт;  $\tau_{\min} = 1400$  ч/год;  $Z_p = 0,2 \cdot 10^6$  руб/год;  $Z_{\text{ак}} = 420$  руб/м<sup>3</sup>;  $Z_{\text{б.х.в.}} = 280$  руб/м<sup>3</sup>.

Расчеты показали, что мощность пиковой турбины увеличивается на  $\Delta N_n = 40\%$ , мощность базовой турбины снижается на 14%. В целом годовой экономический эффект от применения предлагаемой схемы аккумуляции тепла в блоке АЭС с ВВЭР-1000 для принятых исходных данных может достигать  $(0,6—0,8) \cdot 10^6$  руб/год.

Обоснование эффективности применения АФП и оптимизация параметров. Экономическую эффективность и целесообразность применения АФП определим из сравнения приведенных затрат в АЭС с аккумуляторами фазового перехода и без них, когда мощность энергоблока снижается, а пиковая энергия вырабатывается на специ-

ализированных установках:

$$\Delta Z = \Delta Z_k^6 - \Delta Z_T^6 + \Delta Z_n^6 - Z_k^n + \Delta Z_c, \quad (6.11)$$

где  $\Delta Z_k^6$  — изменение капитальной составляющей затрат на АЭС без АФП с учетом удорожания реакторной установки при переводе ее в маневренный режим, руб/год;  $\Delta Z_T^6$  — увеличение ежегодных затрат на ядерное топливо в базовой установке из-за более полной загрузки реактора с учетом повышения экономичности работы базовой турбины, руб/год;  $\Delta Z_n^6$  — системный эффект за счет повышения надежности работы базовой установки, руб/год;  $Z_k^n$  — капитальная составляющая затрат на пиковый контур, руб/год;  $\Delta Z_c$  — системная экономия затрат за счет вытеснения пиковых установок, руб/год.

При расчете  $\Delta Z_k^6$  следует учитывать, что удорожание реакторной установки АЭС в маневренном исполнении составит не менее 10% на каждые 1000 ч/год снижения эффективной кампании. Составляющая  $Z_k^n$  в (6.11) определяется капиталовложениями в элементы пикового контура. С учетом рассмотренных ранее составляющих

$$\Delta Z_k = \Delta Q_3 \tau_{\max} [g \zeta_T (p_n + p_{a, \text{ту}}) \eta^{\text{пик}} \eta_p / \tau_{\max} + \zeta_F \bar{f} (p_n + p_{a, F}) + \zeta_{\text{ТАВ}} (p_n + p_{a, \text{ТАВ}}) / L_{\text{ТАВ}}], \quad (6.12)$$

где  $g$  — удельная металлоемкость пиковой турбины, кг/кВт;  $\zeta_T$  — цена единицы массы турбины, руб/кг;  $\zeta_F$  — удельная цена теплообменной поверхности, руб/м<sup>2</sup>;  $\zeta_{\text{ТАВ}}$  — удельная цена ТАВ, руб/кг;  $p_n$  — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, год<sup>-1</sup>;  $p_{a, \text{ту}}$ ,  $p_{a, F}$ ,  $p_{a, \text{ТАВ}}$  — доля амортизационных отчислений по турбоустановке, поверхности теплообмена и ТАВ соответственно;  $L_{\text{ТАВ}}$  — теплота фазового перехода ТАВ, кДж/кг;  $\bar{f}$  — комплекс, определяющий площадь поверхности теплообмена АФП, зависящий от количества аккумулируемого тепла, свойств ТАВ и параметров пикового контура.

Наличие аккумуляторов позволяет при аварийных ситуациях во втором контуре поддерживать мощность реактора, необходимую для заряда АФП в течение расчетного времени заряда.

В ряде ситуаций, когда возможно включение АФП на полный заряд и прием в этот период части пара из ПГ, можно расширить рабочие диапазоны режимов разгрузки турбины и период кампании, когда эти режимы возможны по условиям непопадания реактора в иодную яму.

Экономия затрат  $\Delta Z_n$  из-за некоторого повышения надежности, вызванного снижением вероятности попадания реактора в иодную яму (на время  $\tau_{и. я}$  и ожидаемого уменьшения недовыработки энергии), можно оценить по зависимости

$$\Delta Z_n = \tau_{и. я} \bar{N}_j \alpha_{\text{отр}} (z_{\text{пик}}^* - z_{\text{АЭС}}) n \tau_{\min} / T_{\text{эф}}, \quad (6.13)$$

где  $\bar{N}_j$  — средняя электрическая мощность энергоблока АЭС по графику за время

$\tau_{н.я}$ , МВт;  $T_{эф}$  — эффективная кампания реактора, ч/год;  $z_{пик}^*$  — удельные затраты на выработку энергии для покрытия мощности  $\bar{N}_j$  специальными пиковыми энергоустановками, руб/(МВт · ч);  $\alpha$  — интенсивность отказа оборудования второго контура, час<sup>-1</sup>;  $z_{АЭС}$  — удельные затраты на выработку мощности  $\bar{N}_j$  на АЭС, руб/(МВт · ч);  $\tau_{н.я}^*$  — среднее «приведенное» время простоя в иодной яме, т. е. разность между  $\tau_{н.я}$  и средним временем восстановления во втором контуре;  $n\tau_{мин}/T_{эф}$  — вероятность того, что снижение мощности происходит в период, когда возможна зарядка аккумуляторов.

Работа реактора АЭС с АФП на постоянной мощности в течение года приведет к увеличению топливной составляющей на  $\Delta Z_T$ :

$$\Delta Z_T = \Delta Q_p \tau_{мин} \frac{n \Pi_{я}}{24B}, \quad (6.14)$$

где  $\Delta Q_p$  — прирост тепловой мощности энергоблока, определяемый повышением мощности реактора до номинального значения, кВт;  $\Pi_{я}$  — стоимость ядерного топлива, руб/кг  $UO_2$ ;  $B$  — глубина выгорания топлива, кВт · сут/кг  $UO_2$ .

Величина экономии в энергосистеме  $\Delta Z_c$  определяется мощностью пиковой турбины и количеством вырабатываемой энергии в часы максимальных нагрузок. В общем виде:

$$\Delta Z_c = \Delta Q_3 \eta_{3,p}^{АФП} \eta^{пик} z \tau_{мин} 3^* \cdot 10^{-3}, \quad (6.15)$$

где  $\Delta Q_3$  — количество тепла, аккумулированного в АФП за один цикл, кВт;  $\eta_{3,p}^{АФП}$  — коэффициент, учитывающий потери тепла в АФП за период зарядки — разрядки;  $\eta^{пик}$  — электрический КПД паротурбинной части пикового контура;  $z$  — число циклов аккумулирования в году.

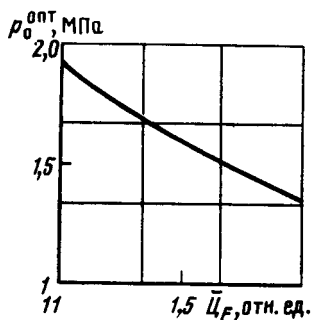
Подставив (6.12) — (6.15) в (6.11), после преобразований получим:

$$\begin{aligned} \Delta Z = & \Delta Q_3 \tau_{мин} \eta_3 \left\{ \eta^{пик} \eta_p [z 3^* \cdot 10^{-3} - (p_n + p_{a,т}) g \Pi_T / \tau_{max}] - \right. \\ & - 3,6 \cdot 10^3 [\Pi_F (p_n + p_{a,F}) \bar{f} - \Pi_{ТАВ} (p_n + p_{a,ТАВ}) / L_{ТАВ}] - (\Delta Q_p / \Delta Q_3) \times \\ & \left. \times \frac{z \Pi_{я}}{24B} \right\} + \Delta Z_{н.} \end{aligned} \quad (6.16)$$

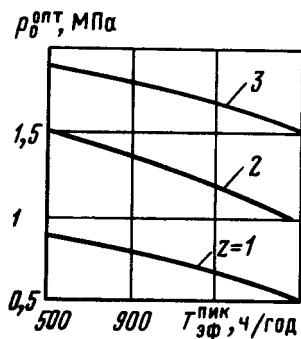
Значения удельной стоимости теплообменной поверхности, удельной стоимости теплоаккумулирующего вещества варьировались соответственно от 4 до 8 руб/м<sup>2</sup> и от 0,9 до 1,8 руб/кг. Стоимость ядерного топлива принята равной 800 руб/кг  $UO_2$ , значения  $3^*$  принимались по [67] в зависимости от  $T_{эф}^{пик} = z \tau_{max}$ .

Формула (6.16) использовалась для определения оптимального начального давления насыщенного пара в пиковом контуре для различных  $\Pi_F$  и  $T_{эф}^{пик}$ . В качестве пиковой выбрана турбина с внешней сепарацией без промперегрева и упрощенной

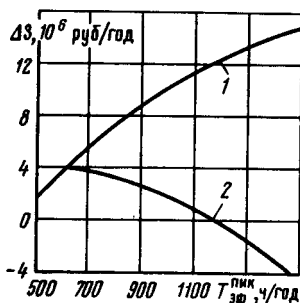




6.8



6.9



6.10

Рис. 6.8. Зависимость оптимального начального давления в пиковом контуре от стоимости поверхности теплообмена АФП

Рис. 6.9. Зависимость оптимального начального давления влажного пара на входе в пиковую турбину от ее эффективной кампании при разном числе ежесуточных циклов аккумулирования

Рис. 6.10. Зависимость экономии затрат на АЭС с АФП от эффективной годовой кампании пиковой турбины при следующих условиях сопоставления:

1 -  $z = \text{var}$ ,  $\tau_{\max}/\tau_{\min} = \text{const}$ ; 2 -  $z = \text{const}$ ,  $\tau_{\max}/\tau_{\min} = \text{const}$

регенеративной схемой.

На рис. 6.8 показано влияние удельной стоимости теплообменной поверхности АФП на оптимальное начальное давление в пиковом контуре. При увеличении  $C_F$  в 2 раза начальное давление снижается примерно в 1,5 раза.

Увеличение годового числа часов использования пиковой мощности также приводит к снижению оптимального начального давления (рис. 6.9). Из рис. 6.9 видно, что при постоянном  $z$  уменьшение давления с ростом  $T_{эф}^{пик}$  вызвано снижением замыкающих удельных затрат на пиковую энергию. При одном и том же  $z$  со снижением давления капиталовложения в АФП уменьшаются в большей степени, чем с увеличением мощности пиковой турбины. Поэтому при повышенных  $T_{эф}^{пик}$ , когда стоимость «альтернативной» пиковой энергии снижается, экономически приемлемы пониженные давления.

Из рис. 6.9 видно также, что при возрастании суточного числа циклов аккумулирования оптимальное начальное давление увеличивается при одном и том же  $T_{эф}^{пик}$ . Это связано с тем, что с увеличением  $z$  (с уменьшением  $\tau_{\max}$ ) капиталовложения в оборудование пикового контура остаются практически постоянными, а проектная мощность пиковой турбины и, следовательно-

но, выработка электроэнергии возрастают пропорционально  $z$ . Для принятых  $\Pi_F$  и  $T_{\text{эф}}^{\text{пик}} = 580 \div 1460$  ч/год оптимальное начальное давление насыщенного пара в пиковом контуре может принимать значения в пределах 1—2 МПа.

По изложенной выше методике определялись также оптимальные начальные давление и температура слабоперегретого пара. Комплексная оптимизация давления и температуры для  $\Pi_F = 40 \div 80$  руб/м<sup>2</sup> и указанных выше  $T_{\text{эф}}^{\text{пик}}$  показывает, что оптимальные параметры находятся в пределах:  $t_0^{\text{опт}} = 243 \div 258^\circ \text{C}$ ;  $p_0^{\text{опт}} = 0,9 \div 1,54$  МПа. Причем введение начального перегрева пара для пиковой турбины может дать значительную экономию по сравнению с введением насыщенного пара (до  $0,6 \cdot 10^6$  руб/год).

Используя (6.16), можно показать влияние числа часов использования пиковой турбины на получаемую экономию от использования установки с АФП. Рассмотрим два возможных варианта, приводящих к одинаковому изменению  $T_{\text{эф}}^{\text{пик}}$ : 1 — варьируется суточное число циклов аккумулирования  $z$  ( $n = T_{\text{эф}}/365$ ); 2 — изменяется расчетная продолжительность разряда АФП  $\tau_{\text{max}}$  при  $z = \text{const}$ . Из рис. 6.10 видно увеличение экономии затрат в первом случае при возрастании  $T_{\text{эф}}^{\text{пик}}$ . Это результат значительного увеличения вырабатываемой пиковой энергии при неизменных затратах на сооружение всего оборудования пикового контура. Некоторое снижение затрат на замещаемых пиковых установках при этом не изменяет принципиального характера влияния  $T_{\text{эф}}^{\text{пик}}$ . Однако реальное суточное число циклов аккумулирования не будет превышать 1—2, так как оно в основном определяется числом пиков и провалов в графике нагрузок.

Влияние  $\tau_{\text{max}}$  (кривая 2 на рис. 6.10) прямо противоположного характера. Это связано с тем, что в данном случае увеличение  $T_{\text{эф}}^{\text{пик}}$  не приводит к возрастанию вырабатываемой пиковой энергии, так как мощность пиковой турбины с увеличением  $\tau_{\text{max}}$  уменьшается и удельные затраты по альтернативным пиковым установкам снижаются. Очевидно, и здесь существуют ограничения на величину  $\tau_{\text{max}}$ , как и на величину  $\tau_{\text{min}}$ , которые зависят от конфигурации графиков нагрузки энергоблоков в перспективных энергосистемах.

## 6.4. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ БАЗОВОЙ ТУРБИНЫ

Существенной особенностью схем аккумулирования является их тесная функциональная связь с основным контуром, а следовательно, и взаимозависимость оптимальных параметров и характеристик. Таким образом, возникает задача выбора (коррекции) оптимальных начальных параметров основной турбины и комплексной технико-экономической оптимизации параметров и характеристик в условиях пикового

контура с АФП.

Переменную часть приведенных затрат представим в виде суммы составляющих ее по базовому и пиковому контурам:

$$Z_V = Z_V^6 + Z_V^H.$$

Начальные параметры базовой ( $p_0, t_0$ ) и пиковой турбин в наибольшей степени определяют эффективность всей комбинированной установки. Поэтому остановимся подробнее именно на их выборе.

Наивыгоднейшее значение каждого из исследуемых параметров при их совместной оптимизации находим в результате решения системы уравнений в частных производных:

$$\left. \begin{aligned} (\partial Z^6 / \partial t_0)_{p_0, t_0^n, p_0^n} + (\partial Z_V^H / \partial t_0)_{p_0, t_0^n, p_0^n} &= 0; \\ (\partial Z_V^6 / \partial p_0)_{t_0, t_0^n, p_0^n} + (\partial Z_V^H / \partial p_0)_{t_0, t_0^n, p_0^n} &= 0; \\ (\partial Z_V^H / \partial t_0^n)_{p_0, t_0, p_0^n} &= 0; \\ (\partial Z_V^H / \partial p_0^n)_{p_0, t_0, t_0^n} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (6.17)$$

Для определения частных производных можно воспользоваться рекомендациями [4, 10]. При решении использовался метод пошаговой оптимизации, изложенный в [7]. В качестве базового был принят блок АЭС с ВВЭР и ПГ, вырабатывающим слабоперегретый пар.

Результаты расчетов представлены на рис. 6.11 и показывают весьма существенное влияние наличия пикового контура на начальные параметры турбины АЭС в энергоблоке.

Так, начальное давление пара базовой турбины в этом случае на 18—24% выше, чем в обычной схеме, при изменении тепловой мощности реактора. Это объясняется тем, что при увеличении  $p_0$  расход пара на аккумулярование и мощность пиковой установки при заданной минимальной нагрузке  $\bar{N}_j$  возрастают. Кроме того, при заданных свойствах ТАВ площадь поверхности теплообмена и затраты на аккумулятор уменьшаются. Так, при увеличении  $p_0$  на 18—24% мощность пиковой турбины повышается на 1,4—3%, а площадь поверхности теплообмена  $F_{\text{АФП}}$  уменьшается на 20—25%.

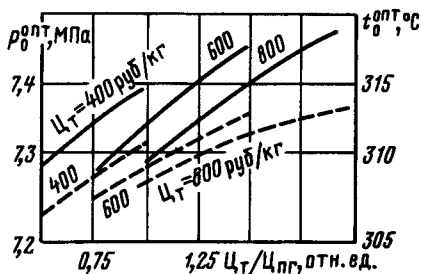


Рис. 6.11. Зависимость комплексно-оптимальных начальных параметров пара от соотношения затрат на ядерное топливо и парогенераторную часть:

—  $p_0^{\text{пт}} = f(\text{Ц}_T / \text{Ц}_{\text{ПГ}})$  при  $\text{Ц}_T = \text{const}$ ;  
 - - -  $t_0^{\text{пт}} = f(\text{Ц}_T / \text{Ц}_{\text{ПГ}})$  при  $\text{Ц}_T = \text{const}$

При высоких затратах на выработку пиковой энергии замещаемой станцией эти факторы оказывают преобладающее влияние на оптимум  $p_0$  в сравнении с ростом капиталовложений в ПГ АЭС. Начальное давление в базовой турбине может достигать 7,26—7,48 МПа.

При наличии пикового контура оптимальная начальная температура базовой турбины, как видно из рис. 6.11, также возрастает, но в значительно меньшей степени. Дело в том, что при увеличении начальной температуры расход пара на аккумуляцию при заданном значении  $\bar{N}_j$ , а также площадь поверхности теплообмена АФП уменьшаются. Такое совместное влияние двух факторов приводит к росту оптимальной начальной температуры не более чем на 1,5—2,5%.

Отметим, что средние оптимальные начальное давление и температура пара для энергоблока с АФП и пиковым контуром вполне соответствуют значениям параметров перспективных прямоточных ПГ вертикального типа [32].

## Глава 7

### РЕГУЛИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ СНИЖЕНИЕМ МОЩНОСТИ АЭС

#### 7.1. ОЦЕНКА ОПТИМАЛЬНОЙ ЗАГРУЖЕННОСТИ АЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Обобщенными показателями годовой загруженности АЭС (или энергоблока) могут служить эффективная годовая кампания  $T_{\text{эф}}$  или среднегодовая нагрузка АЭС  $\bar{N}_{\text{АЭС}}$ . Обосновать их рациональные значения для действующих АЭС в условиях заданной энергосистемы можно, используя общие аналитические методы расчета графиков нагрузки, разработанные в СПИ [9] и других организациях. Метод заключается в решении оптимизационной системы уравнений на основе дифференцирования в частных производных условной целевой функции Лагранжа:

$$\Phi = k \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_i b_i \Pi_{\text{ти}} - \lambda \left[ \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_i (1 - k_i) - \mathcal{E}_{\text{сист}} \right], \quad (7.1)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{сист}}$  — суммарный годовой отпуск электроэнергии в энергосистеме, МДж/год;  $\mathcal{E}_i$  — отпуск энергии  $i$ -й генерирующей установкой, МДж/год;  $b_i$  — средний удельный расход тепла (нетто) этой установкой, МДж/(кВт·ч);  $\Pi_{\text{ти}}$  — цена потребляемого топлива (органического или ядерного в пересчете на условное топливо), руб/т;  $k_i$  — коэффициент потерь электроэнер-

При периодических разгрузках запас реактивности, обуславливающий маневренность активной зоны, уменьшается при выгорании топлива от  $\Delta\rho_{\text{нач}}$  в начале топливного цикла до  $\Delta\rho_k$  в конце. Для обеспечения номинальной мощности реактора в любой момент топливного цикла, включая конечный период кампании, используется вывод борной кислоты  $\text{H}_3\text{BO}_3$  из теплоносителя в течение работы каждой частичной загрузки. Концентрация  $c_{\text{H}_3\text{BO}_3}$  изменяется от значения  $c_n$  в начале топливного цикла до  $c_k$  — в конце его. Вместе с тем система борного регулирования выполняет и функции компенсации более быстрых изменений реактивности, связанных с ксеноновым отравлением. Эти процессы взаимно накладываются во времени.

Маневренные возможности активной зоны с ростом проектно-обеспечиваемой скорости изменения концентрации  $^{10}\text{B}$  [ $w = (1/c_B)(\partial c_B/\partial \tau)$ ] для заданного момента топливного цикла возрастают. Но для реактора эти возможности ( $w = \text{idem}$ ) уменьшаются в течение топливного цикла из-за снижения критической концентрации бора в теплоносителе.

Увеличение же  $w$  эффективно до определенного предела, так как в течение 2/3 топливного цикла ограничения по маневренности отсутствуют уже при  $w = 0,2$ , а дальнейший рост этой величины сопряжен с ощутимыми издержками, но несущественно повышает допустимый диапазон разгрузки в последней трети цикла. Представление о требуемой мощности водообменных установок и расходах собственных нужд на перекачку водно-борных растворов дает табл. 7.1. Здесь для разных моментов топливного цикла приведены объемы вывода и ввода  $\text{H}_3\text{BO}_3$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ , обеспечивающие компенсацию нестационарного отравления ксеноном при ежесуточном и еженедельном регулировании нагрузки в диапазоне 100—50%.

Снижения и подъем нагрузки в этих расчетах приняты мгновенными, продолжительность работы на пониженном уровне мощности соответственно 3 и 42 ч.

Существенное влияние на маневренность оказывают скорость снижения (полного сброса) мощности (см. рис. 7.6), а также располагаемый запас времени до возврата ее на прежний (или номинальный) уровень.

Это обусловлено сложной динамикой изменения реактивности во времени в каждом конкретном случае.

В отношении выполнения возможных в перспективе требований к АЭС с ВВЭР по регулированию графиков нагрузки наиболее интересными из исследованных являются режимы, при которых уровень мощности однократно изменяется от 100% в течение 8 и 12 ч, возвращаясь затем к исходному значению, и режимы с ежесуточным изменением мощности.

Таблица 7.1. Требуемые объемы, перекачки водно-борных растворов при суточном и недельном циклах изменения мощности (100 → 50 → 100%)

| Момент выгорания, % полной длительности | Режим вывода $\text{H}_3\text{BO}_3$ , т |           | Режим ввода $\text{H}_3\text{BO}_3$ , т |           | Общее количество перекачиваемых растворов, т |           |
|-----------------------------------------|------------------------------------------|-----------|-----------------------------------------|-----------|----------------------------------------------|-----------|
|                                         | Суточный                                 | Недельный | Суточный                                | Недельный | Суточное                                     | Недельное |
| 0                                       | 51,0                                     | 39,1      | 70,4                                    | 54,4      | 121,4                                        | 93,5      |
| 10                                      | 56,8                                     | 43,6      | 61,8                                    | 47,6      | 118,6                                        | 91,2      |
| 20                                      | 63,9                                     | 49,2      | 55,1                                    | 42,3      | 119,0                                        | 91,5      |
| 30                                      | 73,1                                     | 56,6      | 49,7                                    | 38,1      | 122,8                                        | 94,7      |
| 40                                      | 85,5                                     | 66,5      | 45,3                                    | 34,6      | 130,8                                        | 101,1     |
| 50                                      | 103,0                                    | 80,6      | 41,6                                    | 31,7      | 144,6                                        | 112,3     |
| 60                                      | 129,5                                    | 102,3     | 38,4                                    | 29,2      | 167,9                                        | 131,6     |
| 70                                      | 175,2                                    | 140,6     | 35,7                                    | 27,2      | 210,7                                        | 167,8     |
| 80                                      | 274,6                                    | 227,1     | 33,4                                    | 25,4      | 308,0                                        | 252,5     |
| 85                                      | 393,5                                    | 335,0     | 32,3                                    | 24,6      | 425,8                                        | 359,6     |
| 90                                      | 852,5                                    | 776,0     | 31,3                                    | 23,8      | 883,8                                        | 794,8     |
| 91                                      | 2015,0                                   | 1930,0    | 31,1                                    | 23,7      | 2046,0                                       | 1954,0    |

В первом случае результаты расчетов могут быть применены к анализу возможностей регулирования недельной неравномерности, а во втором случае — суточной.

При разовых снижениях нагрузки предполагалось, что до начала переходного процесса в активной зоне имелся стационарный уровень отравления ксеноном, соответствующий мощности 100%; во втором случае начальное отравление ксеноном во всех циклах изменения мощности, кроме первого, отличалось от стационарного.

Режимы с еженедельными изменениями нагрузки. Для обоих случаев исследовалось влияние конфигурации циклов изменения мощности: значение и скорость снижения и подъема нагрузки, время выдержки на сниженном уровне мощности. Результаты позволяют описать ксеноновые процессы в большинстве интересных для практической эксплуатации случаев.

Так, показано, что с уменьшением уровня мощности, до которого происходит сброс, возрастают максимальное значение ксенонового отравления и время, за которое оно достигается, возрастает продолжительность времени, в течение которого реактивность сохраняет отрицательные значения, а также время достижения нового значения стационарного отравления на новом уровне мощности.

Зависимость максимального значения ксенонового отравления  $\rho_{\text{ке}}$  от уровня мощности, до которого снижается нагрузка  $N_2$ , и от времени  $\Delta t$ , за которое происходит снижение, видно из данных табл. 7.2.

В скобках в табл. 7.2 указано время, через которое достигается максимальное отравление. Расчеты показывают,

При периодических разгрузках запас реактивности, обуславливающий маневренность активной зоны, уменьшается при выгорании топлива от  $\Delta\rho_{\text{нач}}$  в начале топливного цикла до  $\Delta\rho_k$  в конце. Для обеспечения номинальной мощности реактора в любой момент топливного цикла, включая конечный период кампании, используется вывод борной кислоты  $\text{H}_3\text{BO}_3$  из теплоносителя в течение работы каждой частичной загрузки. Концентрация  $c_{\text{H}_3\text{BO}_3}$  изменяется от значения  $c_n$  в начале топливного цикла до  $c_k$  — в конце его. Вместе с тем система борного регулирования выполняет и функции компенсации более быстрых изменений реактивности, связанных с ксеноновым отравлением. Эти процессы взаимно накладываются во времени.

Маневренные возможности активной зоны с ростом проектно-обеспечиваемой скорости изменения концентрации  $^{10}\text{B}$  [ $w = (1/c_B)(\partial c_B / \partial \tau)$ ] для заданного момента топливного цикла возрастают. Но для реактора эти возможности ( $w = \text{idem}$ ) уменьшаются в течение топливного цикла из-за снижения критической концентрации бора в теплоносителе.

Увеличение же  $w$  эффективно до определенного предела, так как в течение  $2/3$  топливного цикла ограничения по маневренности отсутствуют уже при  $w = 0,2$ , а дальнейший рост этой величины сопряжен с ощутимыми издержками, но несущественно повышает допустимый диапазон разгрузки в последней трети цикла. Представление о требуемой мощности водообменных установок и расходах собственных нужд на перекачку водно-борных растворов дает табл. 7.1. Здесь для разных моментов топливного цикла приведены объемы вывода и ввода  $\text{H}_3\text{BO}_3$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ , обеспечивающие компенсацию нестационарного отравления ксеноном при ежесуточном и еженедельном регулировании нагрузки в диапазоне 100—50%.

Снижения и подъем нагрузки в этих расчетах приняты мгновенными, продолжительность работы на пониженном уровне мощности соответственно 3 и 42 ч.

Существенное влияние на маневренность оказывают скорость снижения (полного сброса) мощности (см. рис. 7.6), а также располагаемый запас времени до возврата ее на прежний (или номинальный) уровень.

Это обусловлено сложной динамикой изменения реактивности во времени в каждом конкретном случае.

В отношении выполнения возможных в перспективе требований к АЭС с ВВЭР по регулированию графиков нагрузки наиболее интересными из исследованных являются режимы, при которых уровень мощности однократно изменяется от 100% в течение 8 и 12 ч, возвращаясь затем к исходному значению, и режимы с ежесуточным изменением мощности.

Таблица 7.1. Требуемые объемы, перекачки водно-борных растворов при суточном и недельном циклах изменения мощности (100 → 50 → 100%)

| Момент выгорания, % полной длительности | Режим вывода $\text{H}_3\text{BO}_3$ , т |           | Режим ввода $\text{H}_3\text{BO}_3$ , т |           | Общее количество перекачиваемых растворов, т |           |
|-----------------------------------------|------------------------------------------|-----------|-----------------------------------------|-----------|----------------------------------------------|-----------|
|                                         | Суточный                                 | Недельный | Суточный                                | Недельный | Суточное                                     | Недельное |
| 0                                       | 51,0                                     | 39,1      | 70,4                                    | 54,4      | 121,4                                        | 93,5      |
| 10                                      | 56,8                                     | 43,6      | 61,8                                    | 47,6      | 118,6                                        | 91,2      |
| 20                                      | 63,9                                     | 49,2      | 55,1                                    | 42,3      | 119,0                                        | 91,5      |
| 30                                      | 73,1                                     | 56,6      | 49,7                                    | 38,1      | 122,8                                        | 94,7      |
| 40                                      | 85,5                                     | 66,5      | 45,3                                    | 34,6      | 130,8                                        | 101,1     |
| 50                                      | 103,0                                    | 80,6      | 41,6                                    | 31,7      | 144,6                                        | 112,3     |
| 60                                      | 129,5                                    | 102,3     | 38,4                                    | 29,3      | 167,9                                        | 131,6     |
| 70                                      | 175,2                                    | 140,6     | 35,7                                    | 27,2      | 210,7                                        | 167,8     |
| 80                                      | 274,6                                    | 227,1     | 33,4                                    | 25,4      | 308,0                                        | 252,5     |
| 85                                      | 393,5                                    | 335,0     | 32,3                                    | 24,6      | 425,8                                        | 359,6     |
| 90                                      | 852,5                                    | 776,0     | 31,3                                    | 23,8      | 883,8                                        | 794,8     |
| 91                                      | 2015,0                                   | 1930,0    | 31,1                                    | 23,7      | 2046,0                                       | 1954,0    |

В первом случае результаты расчетов могут быть применены к анализу возможностей регулирования недельной неравномерности, а во втором случае — суточной.

При разовых снижениях нагрузки предполагалось, что до начала переходного процесса в активной зоне имелся стационарный уровень отравления ксеноном, соответствующий мощности 100%; во втором случае начальное отравление ксеноном во всех циклах изменения мощности, кроме первого, отличалось от стационарного.

Режимы с еженедельными изменениями нагрузки. Для обоих случаев исследовалось влияние конфигурации циклов изменения мощности: значение и скорость снижения и подъема нагрузки, время выдержки на сниженном уровне мощности. Результаты позволяют описать ксеноновые процессы в большинстве интересных для практической эксплуатации случаев.

Так, показано, что с уменьшением уровня мощности, до которого происходит сброс, возрастают максимальное значение ксенонового отравления и время, за которое оно достигается, возрастает продолжительность времени, в течение которого реактивность сохраняет отрицательные значения, а также время достижения нового значения стационарного отравления на новом уровне мощности.

Зависимость максимального значения ксенонового отравления  $\rho_{\text{ке}}$  от уровня мощности, до которого снижается нагрузка  $N_2$ , и от времени  $\Delta t$ , за которое происходит снижение, видно из данных табл. 7.2.

В скобках в табл. 7.2 указано время, через которое достигается максимальное отравление. Расчеты показывают,



Таблица 7.2. Характеристики отравления реактора при разовом сбросе и снижении нагрузки

| $N_2, \%$ | Продолжительность снижения мощности $\Delta t, \text{ч}$ |            |            |            |            |
|-----------|----------------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|
|           | 0                                                        | 4          | 8          | 12         | 24         |
| 0         | 0,0354(9)                                                |            |            | —          | —          |
| 10        | 0,0276(8)                                                | 0,0265(10) | 0,0244(13) | 0,0216(16) | 0,0132(25) |
| 20        | 0,0214(7)                                                | 0,0208(9)  | 0,0192(12) | 0,0170(15) | 0,0102(25) |
| 30        | 0,0170(6)                                                | 0,0164(8)  | 0,0150(12) | 0,0134(14) | 0,0078(25) |
| 50        | 0,0102(5)                                                | 0,0100(8)  | 0,0088(11) | 0,0078(14) | 0,0044(24) |

что максимальное ксеноновое отравление существенно уменьшается с уменьшением скорости снижения мощности. Однако время достижения максимального отравления и срок, в течение которого реактивность сохраняет отрицательное значение, увеличиваются. Увеличивается также время достижения нового стационарного уровня отравления, соответствующего новой пониженной мощности.

Необходимым условием вывода реактора на уровень мощности 100% в любой момент времени после снижения нагрузки является полная компенсация нестационарного ксенонового отравления путем введения положительной реактивности. В процессе выгорания топлива из-за снижения концентрации бора в теплоносителе возможности борной системы по высвобождению реактивности снижаются. На рис. 7.1 представлены зависимости уровня мощности, до которого может быть проведен мгновенный сброс, от времени, в течение которого нельзя вернуться на уровень мощности, равный 100%, при различных концентрациях бора в теплоносителе и скоростях его выведения. При постепенном (линейном) снижении нагрузки максимум ксенонового отравления уменьшается и отдалается во времени, что может расширить возможности борной системы при компенсации отравления (рис. 7.2). Из сравнения

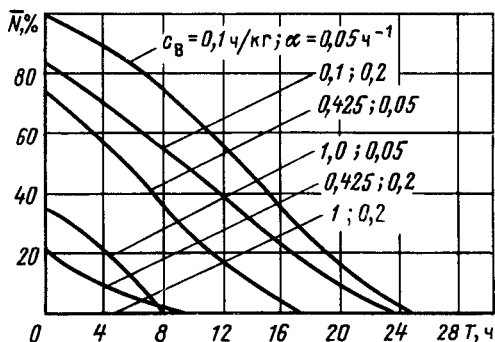


рис. 7.1 и 7.2 видно, что с увеличением времени снижения мощности уменьшается минимальный уровень, до которого она может быть снижена. Но

Рис. 7.1. Зависимость сниженного уровня мощности от времени, в течение которого нельзя поднять мощность до 100% [сброс мощности осуществляется мгновенно  $\alpha = (1/c_B)(\partial c_B / \partial \tau)$ ]

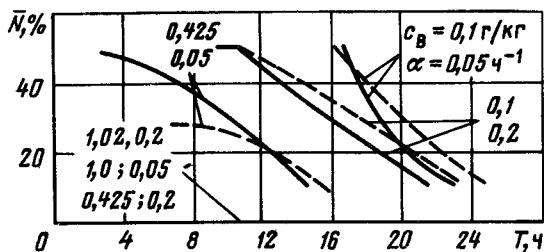


Рис. 7.2. Зависимость линейно снижаемого уровня мощности от времени, в течение которого нельзя поднять мощность до 100%:

— — — — — снижение в течение 4 ч; — — — — — снижение в течение 8 ч

достигается это за счет того, что средняя мощность в течение переходного процесса оказывается заметно большей, чем при мгновенном сбросе.

Результаты расчетов показывают также, что чем за больший промежуток времени снижается мощность при малых концентрациях бора в теплоносителе (около 0,1 г/кг  $H_2O$ ), тем позже наступает момент, когда можно вернуться на 100%-й уровень мощности.

Таким образом, постепенное снижение мощности по линейному закону увеличивает время топливного цикла в течение которого возможно маневрирование мощностью. Однако постепенное снижение мощности при малых концентрациях бора в теплоносителе в конце кампании оправдано лишь при последующем длительном периоде работы на этом уровне.

При циклических изменениях нагрузки важное значение имеют и процессы разотравления при подъеме мощности реактора.

Таблица 7.3. Характеристики разотравления реактора при мгновенном и линейном разовом подъеме нагрузки

| $N_2$ , % | Продолжительность снижения мощности $\Delta t$ , ч |            |            |             |             |
|-----------|----------------------------------------------------|------------|------------|-------------|-------------|
|           | 0                                                  | 4          | 8          | 12          | 24          |
| 0         | 0                                                  | 0          | 0          | 0           | 0           |
| 10        | 0,00248(2,5)                                       | 0,00216(4) | 0,00136(5) | 0,00094(5)  | 0,00056(6)  |
| 20        | 0,00484(3)                                         | 0,00460(5) | 0,00360(7) | 0,00272(8)  | 0,00162(9)  |
| 30        | 0,00582(4)                                         | 0,00562(5) | 0,00480(8) | 0,00372(9)  | 0,00224(11) |
| 50        | 0,00562(4)                                         | 0,00548(6) | 0,00484(9) | 0,00396(12) | 0,00236(14) |

В табл. 7.3 приведены результаты расчета зависимости максимальной положительной реактивности, обусловленной ксеноновым разотравлением от времени, в течение которого

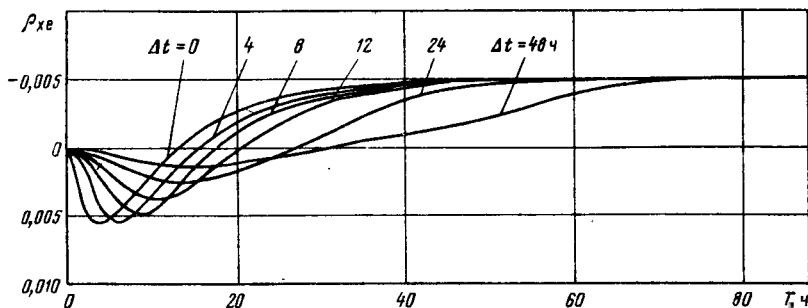


Рис. 7.3. Изменение реактивности, обусловленной ксеноновым разотравлением реактора при линейном наборе нагрузки с 50 до 100% до выхода на стационарный уровень отравления при разных временах подъема мощности

проводится увеличение нагрузки при выходе на 100%-й уровень. В скобках указывается момент достижения максимального разотравления (в часах).

Из данных табл. 7.3 следует, что максимальное ксеноновое разотравление реактора уменьшается со снижением скорости набора мощности. При этом увеличивается время достижения максимального разотравления и продолжительность отрезка времени, в течение которого реактивность сохраняет положительное значение.

Увеличивается также и время достижения нового стационарного уровня отравления, соответствующего новому уровню мощности (рис. 7.3).

На рис. 7.4 показана общая динамика реактивности при еженедельном снижении мощности по графикам разной конфигурации. Наибольшее отравление достигается при мгновенном снижении мощности до 30%, пятичасовой работе с этой нагрузкой и плавном повышении ее за 3 ч до 100%. При таком изменении нагрузки наиболее высокой оказывается и площадь провальной части графика.

При 12-часовом цикле изменения мощности ксеноновое отравление к моменту выхода на 100%-ю мощность оказывается ниже, чем в 8-часовом. С уменьшением скорости снижения мощности растет значение ксенонового отравления в момент выхода на номинальную мощность из-за некоторого его запаздывания и сдвига вправо.

Поэтому при прохождении еженедельных минимумов нагрузки целесообразны графики со сравнительно быстрым снижением мощности и постепенным выходом на 100%-ю мощность.

Отметим, что такой вывод, сделанный на основании динамики нестационарных ксеноновых процессов, удачно совпадает с известными рекомендациями по ограничению в ско-

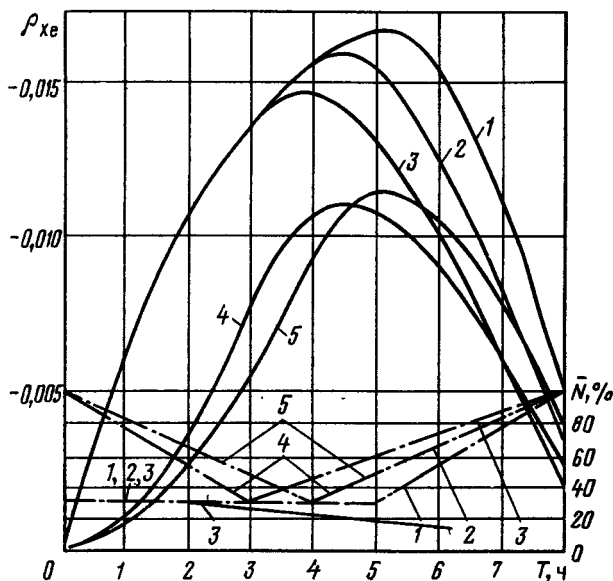


Рис. 7.4. Зависимость реактивности, обусловленной ксеноновым отравлением, от времени и графика изменения нагрузки. (Исходное отравление соответствует стационарному. Нумерация кривых реактивности соответствует нумерации графиков нагрузки.)

рости подъема нагрузки после работы на пониженной мощности по условиям предотвращения взаимодействия топлива и оболочки в твэлах.

Режимы с ежесуточным изменением нагрузки. Отличительной чертой ежесуточного изменения нагрузки является меньший уровень ксенонового отравления в момент начала переходного процесса вследствие влияния предыдущего периода работы на пониженной мощности. Чем ниже уровень мощности, до которого проведен сброс, и чем продолжительнее время работы на этом уровне, тем больше разотравление к моменту очередного снижения нагрузки.

Поэтому ксеноновое разотравление к началу очередного снижения мощности больше для случаев с мгновенным ее изменением, по сравнению со случаем постепенного изменения в этом же диапазоне. Отравление после снижения нагрузки к началу очередного повышения мощности, напротив, выше для случая с постепенным изменением мощности до того же уровня. Графики с быстрым снижением нагрузки в этих условиях также предпочтительнее.

Полная реактивность при ежесуточном изменении мощности. Результирующее изменение реактивности при маневрировании мощностью определяется двумя состав-

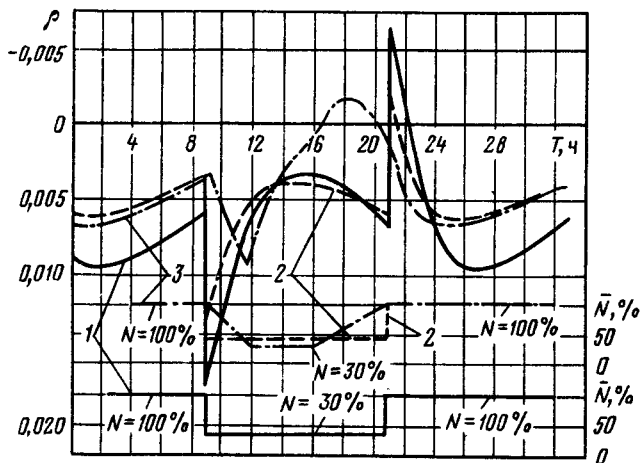


Рис. 7.5. Зависимость изменения реактивности, обусловленной ксеноновым отравлением, и полной реактивности от графика нагрузки при ежесуточном цикле ее изменения (полные реактивности, учитывающие мощностной эффект, показаны штриховой линией и соответствующей цифрой)

ляющими: мощностным эффектом и эффектом нестационарного отравления ксеноном. Ранее рассмотрено влияние только второго эффекта. На рис. 7.5 представлено изменение полной реактивности при снижении нагрузки до 30% (для рассмотренного режима кривая 1).

Здесь же представлена кривая 2 изменения реактивности при мгновенном снижении мощности до среднего значения в течение переходного процесса с линейным снижением и повышением нагрузки (кривая 3).

Максимальное значение реактивности, которое необходимо скомпенсировать для выхода на 100%-й уровень мощности, наблюдается при мгновенном снижении мощности до нового значения (кривая 1). При мгновенном снижении мощности до среднего значения переходного процесса максимальное значение отрицательной реактивности примерно такое же, как и при линейном изменении мощности. Однако при линейном изменении мощности максимальное значение отрицательной реактивности достигается на 3 ч раньше, чем при мгновенном снижении и повышении мощности. Для двух таких кривых (кривые 2 и 3) к моменту очередного снижения мощности ксеноновое разотравление одно и то же.

При ежесуточном цикле изменения мощности также целесообразно достаточно быстро снижать нагрузку до нового уровня, а повышать ее постепенно.

Анализ результатов, часть которых освещена выше, даст возможность сделать следующие выводы:

постепенное снижение мощности позволяет увеличить продолжительность топливного цикла, в течение которого возможно разовое (или с периодом не менее 3—4 сут) снижение мощности до заданного значения;

максимальное нестационарное ксеноновое разотравление имеет место при мгновенном повышении мощности от 30—50 до 100% и оно примерно в 2 раза меньше, чем отравление при аналогичном сбросе мощности.

При единичном и ежесуточном циклах изменения мощности, равных 12 ч, не оправдано постепенное ее снижение за время более 2 ч, поскольку в этом случае к моменту выхода на номинальную мощность ксеноновое отравление имеет максимальное значение. Постепенное увеличение мощности приводит к снижению нестационарного ксенонового отравления в момент выхода на 100%-ую мощность.

При ежесуточных циклах изменения нагрузки максимальное нестационарное ксеноновое отравление меньше, чем при единичной разгрузке до того же уровня, и оно уменьшается с увеличением продолжительности работы на низких уровнях мощности. Так, при ежесуточном снижении мощности со 100 до 10% на период, равный 8 ч, ксеноновое отравление после снижения мощности меньше примерно на 20%. Поэтому в конце цикла выгорания при ежесуточном изменении мощности продолжительность топливного цикла, в течение которого возможно маневрирование мощностью, больше, чем при единичном цикле изменения нагрузки. Проанализированные материалы создают предпосылки для оптимизации формы циклов ежесуточного и еженедельного снижения нагрузки энергоблоками АЭС с ВВЭР. Однако динамика ксеноновых процессов должна быть увязана с реальной рабочей приемистостью всех элементов реактора и энергоблока в целом. Окончательное решение должно отвечать компромиссу между требованиями разгрузки АЭС в энергосистеме и ее экономической целесообразностью. В такой постановке задача выбора оптимальных графиков нагрузки при циклическом изменении мощности реакторов многоблочной АЭС пока не решена.

В ряде работ рассматриваются вопросы оптимального управления системой реакторов при обеспечении заданного графика нагрузки. Искомым решением здесь является такой временной режим изменения мощности реакторов  $Q_i(t)$  за период времени  $0 < t < \tau$ , чтобы достигался максимум времени работы системы реакторов на пониженном уровне мощности, по истечении которого система остается управляемой (например, нагрузка может быть поднята до номинальной). Несмотря на определенный научный интерес, такая постановка задачи не отвечает критерию минимума приведенных затрат в энергосистеме.

Вопросом оптимизации графиков изменения нагрузки АЭС с PWR посвящены зарубежные работы, например [127], где для исследования этой проблемы предложен метод дифференциального динамического програм-

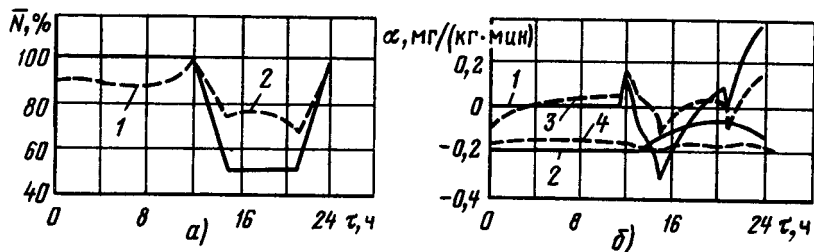


Рис. 7.6. Конфигурации суточного графика нагрузки и требуемые скорости водообмена в активной зоне реактора типа PWR:

а — проектный (1) и «эквивалентный» по выработке (2) оптимальные графики нагрузки; б — скорости водообмена  $\alpha$ : требуемая (1) и возможная (2) (до оптимизации) и требуемая (3) и возможная (4) (после оптимизации)

мирования. Обосновываются три главных преимущества этого метода: возможность ведения прямых расчетов оптимального регулирования с учетом текущих маневренных возможностей, быстрое действие программ, упрощенные методы анализа. В [127] рассмотрено оптимальное регулирование PWR на момент 85 и 91% кампании по критерию максимально близкого выполнения диспетчерского требования исходя из возможностей борной системы и регулирующих стержней. При этом обязательным условием является превышение не более чем на 2% максимальных отклонений аксиального офсета от его граничных значений.

Наиболее сложный случай, когда относительная длительность кампании достигает 91% и необходимо изменение нагрузки по графику 100—50—100%, изображен на рис. 7.6, а. Из рисунка видно, что без оптимизации в течение почти 3 ч требования по скорости вывода бора остаются невыполнимыми; после оптимизации цикла нагрузки — вполне приемлемыми (рис. 7.6, б).

### 7.3. ДЕФОРМАЦИЯ ПОЛЕЙ ЭНЕРГОВЫДЕЛЕНИЯ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ МОЩНОСТИ

Работа систем регулирования при маневрировании мощностью блока является одновременно и источником возникновения, и средством подавления ксеноновых колебаний.

Возникновение ксеноновых колебаний в энергетических реакторах с большими размерами активной зоны теоретически было предсказано в работах советских и зарубежных авторов. В реакторе ВВЭР-1000 наиболее вероятны высотные ксеноновые колебания.

Для подтверждения данных, полученных расчетно-теоретическим путем, сотрудниками ИАЭ на V блоке НВАЭС была выполнена серия экспериментов по исследованию режимов возникновения ксеноновых колебаний.

Методика обработки результатов экспериментов и средства измерений подробно описаны в [61]. Рассмотрим кратко получение характеристик «свободных» ксеноновых колебаний

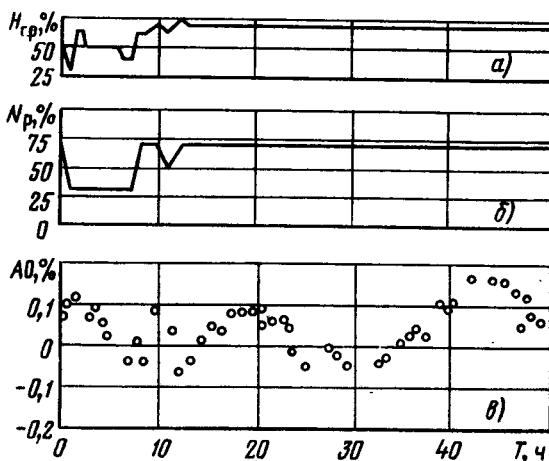


Рис. 7.7. Изменения характеристик реактора во время первого эксперимента: *а* — положение регулирующей группы № 14; *б* — мощность; *в* — аксиальный офсет;  $\circ$  — экспериментальные данные

и результаты экспериментальной апробации алгоритмов их подавления.

Характеристики «свободных» ксеноновых колебаний. Под «свободными» ксеноновыми колебаниями понимают периодические перераспределения поля энерговыделения по высоте активной зоны реактора, развивающиеся без последующего вмешательства органов регулирования. Ксеноновые колебания в активной зоне возбуждались путем уменьшения мощности реактора и выдержки его на пониженной мощности в течение 6 ч. Мощностной эффект реактивности при этом компенсировался механической системой органов регулирования, а эффект отравления реактора  $^{135}\text{Xe}$  — борной системой регулирования. На рис. 7.7 и 7.8 приведены положения регулирующей группы ( $H_{гр}$ ) в процентах полной глубины погружения в активную зону и значение аксиального офсета в различные моменты выгорания первой топливной загрузки (50 и 230 эф. сут) при сбросах мощности с уровней 75 и 100 до 30%.

Из рисунков видно, что поле энерговыделения по высоте активной зоны реактора периодически меняется во времени с достаточно высокой амплитудой.

Апробация алгоритмов подавления ксеноновых колебаний. Полученные расчетным путем по программе БИПРУС (ИАЭ) алгоритмы подавления опробованы для мощностей 100 и 75% номинальной (рис. 7.9). При этом наиболее эффективным оказался релейный режим.

В этом режиме органы регулирования располагаются либо в нижней, либо в верхней половине активной зоны и выдерживаются в этом положении около 4 ч. Выбор группы органов



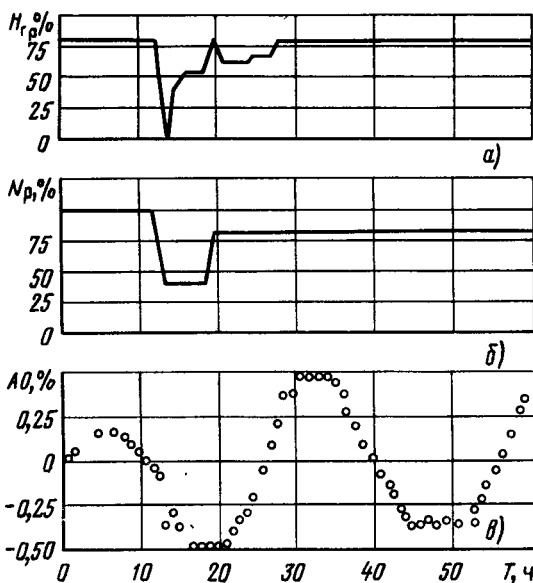


Рис. 7.8. Изменение характеристик реактора во время второго эксперимента, обозначение те же, что на рис. 7.7

регулирования для подавления колебаний осуществляется на основе анализа распределения мощности по высоте активной зоны реактора на пониженном уровне в зависимости от того, в верхней или нижней половине активной зоны достигаются

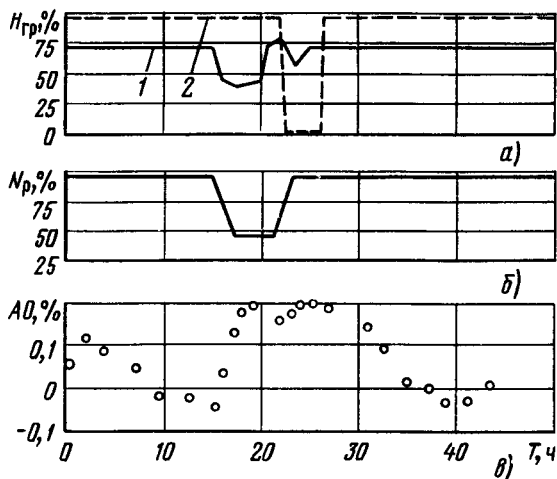


Рис. 7.9. Изменение характеристик реактора во время второго эксперимента: 1 - положение регулирующей группы № 14; 2 — положение регулирующей группы № 5

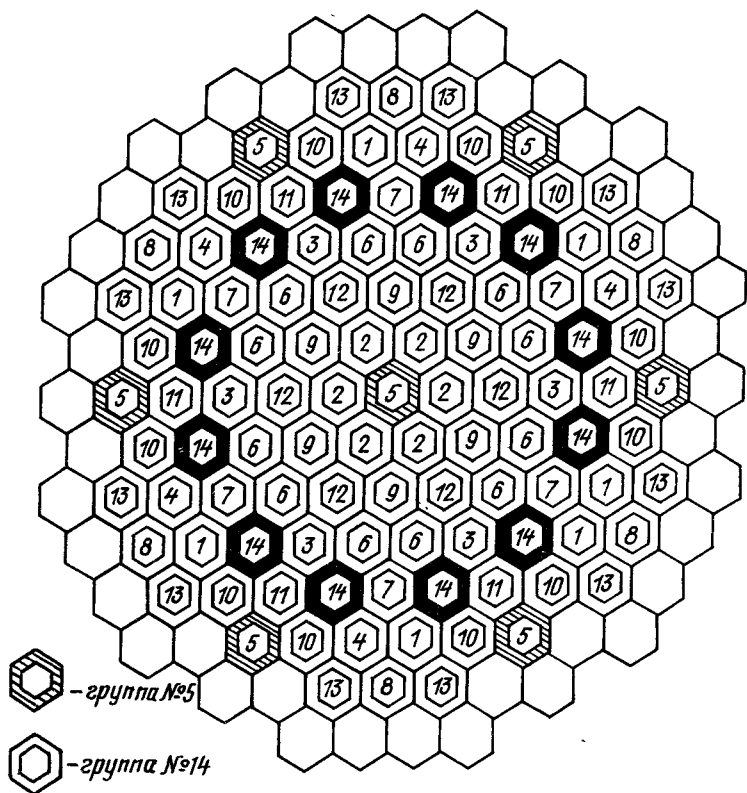


Рис. 7.10. Расположение групп регулирования № 5 и 14 по сечению активной зоны реактора ВВЭР-1000 В блока НВАЭС

предельно допустимые значения энерговыделения.

Подавление ксеноновых колебаний производилось как с помощью рабочей группы органов регулирования № 14 (на рис. 7.10), так и с помощью группы, состоящей из органов регулирования, имеющих поглотитель только в нижней половине (№ 5 на рис. 7.10).

Приведенные данные отражают первый этап разработки и экспериментального апробирования алгоритмов подавления ксеноновых колебаний для поддержания коэффициента неравномерности и формы энерговыделения по активной зоне в безопасных пределах.

Дальнейшие эксперименты на пускаемых и эксплуатируемых АЭС с ВВЭР-1000 позволяют более детально изучить их маневренные характеристики для различных моментов топливного цикла и выработать простые и надежные алгоритмы подавления ксеноновых колебаний с целью передачи управляющих функций непосредственно блочным управляющим ком-

плексам на базе ЭВМ. Последнее необходимо в связи с многообразием исходных ситуаций и режимных требований, возможных при эксплуатации реактора.

**Изменение коэффициентов неравномерности.** Как известно, возможность маневрирования мощностью реактора определяется имеющимся в данный момент кампании запасом реактивности, мобильностью систем борного и механического регулирования, а также характеристиками деформации распределения энерговыделения в активной зоне.

В ряде случаев повышенная неравномерность энерговыделения в переходных процессах может служить лимитирующим фактором маневренности, несмотря на достаточные компенсационные возможности борной и механической систем регулирования.

## 7.4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОЩНОСТНОГО И ТЕМПЕРАТУРНОГО ЭФФЕКТОВ РЕАКТИВНОСТИ

Предложения использовать отрицательные температурный и мощностной эффекты реактивности в водо-водяных реакторах для удлинения кампании выдвигаются в литературе начиная с начала 70-х годов в нашей стране [49, 59, 69] и за рубежом [2]. В дальнейшем такие разработки были расширены и внедрены на КолАЭС и НВАЭС [49, 69]. Эффективность такой работы реакторов типа ВВЭР следует считать теоретически и экспериментально доказанной.

В [2] кроме технико-экономических оценок увеличения кампании реактора важное место занимает анализ возможности и устойчивости работы АЭС в подобных режимах. Так, для ВВЭР-440 такие режимы при увеличении кампании возможны в случае непрерывного или ступенчатого уменьшения нагрузки со скользящим давлением, а также ступенчатого уменьшения нагрузки с постоянным давлением в ПГ. При эксплуатации с постоянным давлением в ПГ и непрерывным уменьшением нагрузки устойчивая работа в режиме продления кампании возможна только вблизи уровня номинальной мощности. В [2] предпринята попытка теоретически «устранить» существенный недостаток удлинения кампании блока — работу с постоянно понижающейся мощностью. Предложенный способ синусоидального изменения мощности с периодом от 20 до 30 ч позволяет в дневное время иметь большую нагрузку, чем в ночное. Это обеспечивает при многоставочных тарифах дополнительный выигрыш для энергосистемы при расчетах с потребителями. Такой закон изменения мощности испытывался в режиме удлинения кампании реактора на АЭС «Райнсберг» и «Грайсвальд» (ГДР).

В отечественных работах [49, 69] было показано, что при продлении кампании к существенно большему высвобождению реактивности (при концентрации бора в активной зоне близкой

к нулю) приводит использование температурного эффекта или сочетание его с мощностным. Для приведения в соответствие уменьшающейся пропускной способности головной части турбины при снижении давления во втором контуре и тепловой мощности реактора, снижающейся в меньшей мере, были разработаны схемы байпасирования и отключения ПВД.

В режимах продления кампании обычно рассматриваются различные ситуации в энергосистеме. Наиболее характерными из них являются: наличие острого дефицита мощности к моменту плановой перегрузки топлива и возможность остановки энергоблока на перегрузку без ощутимых негативных последствий.

В этих случаях определение экономического эффекта в системе должно вестись с учетом реальных затрат на выработку на замещающей станции.

Вместе с тем определение оптимальной длительности работы в режимах с продлением кампании — задача, некоторые аспекты которой остаются еще недостаточно выясненными [101].

Во-первых, сюда необходимо отнести оценку дополнительного выгорания части топлива, остающейся в активной зоне на следующий за перегрузкой цикл, и расчет подпитки. При переработке отработавшего топлива важна также оценка уменьшения стоимости выгружаемых твэлов вследствие снижения интегрального коэффициента накопления  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Pu}$  при выгорании выше расчетного.

Во-вторых, важны методы учета системного эффекта от работы блоков в режиме продленной кампании с пониженной мощностью. Например, часто рассматриваются ситуации с острым дефицитом резерва мощности в этот период. По-видимому, следует учитывать также разовую или систематически повторяющуюся необходимость такого продления. В последнем случае (рис. 7.11) может наблюдаться ощутимая изменчивость по годам эффективной годовой кампании блока  $T_{\text{эф}}$ , и, очевидно, необходимо оценивать среднее значение этой величины.

В-третьих, необходима оценка снижения надежности отпуска энергии энергоблоком в режимах с продлением кампании. Основная причина этого — увеличенная опасность попадания реактора в иодную яму (с большим временем восстановления). При работе на мощностном эффекте реактивности становятся недопустимыми даже небольшие снижения нагрузки из-за частичных отказов и неполадок. Кроме того, при этом общий ущерб определяется недоотпуском не только электроэнергии, но и тепла, поскольку мощные турбины АЭС обеспечивают тепловую нагрузку до 500 МВт из нерегулируемых отборов.

После продленной кампании в очередную перегрузку топлива для обеспечения очередного периода работы необходимо

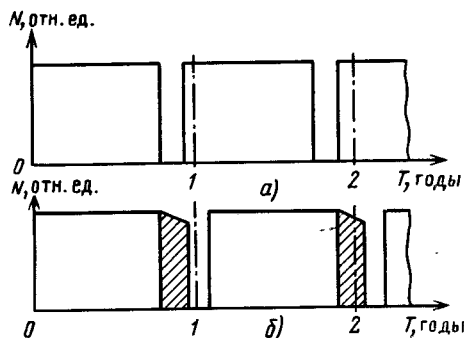


Рис. 7.11. График выработки электроэнергии по годам при повторяющихся обычной (а) и продленной (б) кампаниях

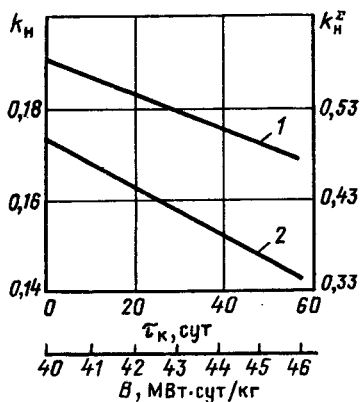


Рис. 7.12. Снижение интегрального коэффициента накопления плутония (кривая 1) и коэффициента суммарного содержания плутония и урана-235 (кривая 2) по мере продления кампании топлива

большую часть кассет (чем после работы без продления) заменить новыми, либо оставить то же их число, но более высокого обогащения.

Предварительную оценку топливных затрат, связанных с продлением, проведем по типовым графикам выгорания  $^{235}\text{U}$  и накопления  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Pu}$  в кассетах первой, второй и третьей загрузок для стационарного топливного цикла (см. рис. 3.2). Обогащение топлива подпитки для всех кассет условно усреднено.

Выгорание можно моделировать экспоненциальной функцией вида  $x = A \exp(-\beta\tau)$ , а темп выгорания — производной  $dx/d\tau = -\beta A \exp(-\beta\tau)$ . Тогда относительный темп выгорания кассет  $i$ -й загрузки (или доля этих кассет в выделяемом энергоресурсе всей зоны) при трех равных частичных перегрузках за полную кампанию топливного цикла [101] имеет вид

$$\delta_i = \frac{\exp(-\beta\tau_i)}{\sum_{i=1}^3 \exp(-\beta\tau_i)}, \quad (7.4)$$

где  $\tau_i$  — фактическое время пребывания кассет  $i$ -й загрузки в зоне, сут.

Если промежуточный топливный цикл условно начинается «первой» частичной загрузкой и заканчивается выгрузкой из зоны этих же кассет, то величина  $1 - \delta$  пропорциональна энергоресурсу, который дополнительно израсходован кассетами второй и третьей загрузки во время продления кампании и подлежит компенсации в очередную перегрузку.

Например, при  $\tau = \tau_p + \tau_k = 333 + 15 = 348$  сут и при  $A = 36$ ;  $\beta = 0,00135$  получаем  $1 - \delta = 0,781$ .

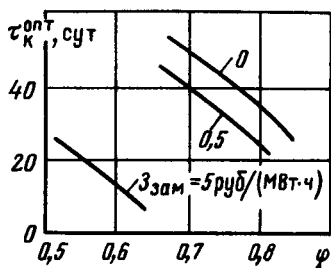


Рис. 7.13. Влияние компенсации избыточного выгорания и перерасхода удельных затрат на замещающей станции на оптимальное продление кампании

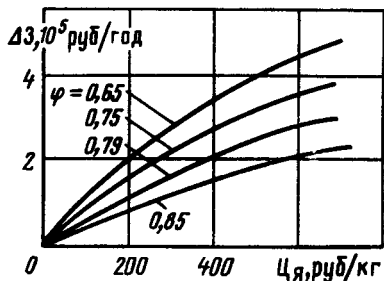


Рис. 7.14. Зависимость экономии, получаемой при продлении кампании, от стоимости ядерного топлива при разных долях компенсации избыточного выгорания

При больших глубинах выгорания существенный вклад в процесс деления вносят  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Pu}$ , поэтому их относительное содержание в кассетах падает (рис. 7.12). Включение в стоимость выгружаемых кассет кроме Pu также и невыгоревшего  $^{235}\text{U}$  еще больше повлияет на  $\tau_K^{opt}$ . Такой подход в перспективе может оказаться обоснованным — конечное содержание  $^{235}\text{U}$  в кассетах ВВЭР существенно выше обычного содержания в отходах обогатительных производств, что, видимо, позволит со временем рентабельно извлекать его. Здесь рассмотрим влияние на  $\tau_K^{opt}$  только стоимости выгружаемых кассет, оцениваемой по  $^{239}\text{Pu}$  и  $^{241}\text{Pu}$  (см. § 3.12):

$$\Delta Z_{Pu} = C_{Pu} \Delta k_{\Sigma} k T_{эф} N_0 / \eta_{AЭС}, \quad (7.5)$$

где  $\Delta k_{\Sigma}$  — уменьшение интегрального коэффициента накопления Pu при продлении кампании, кг Pu/кг U (рис. 7.12);  $C_{Pu}$  — цена плутония — функция развивающейся системы ядерной энергетики. Для определения  $C_{Pu}$  используются специальные стоимостные модели. Ограничимся в расчетах диапазоном замыкающих затрат на плутоний 0—50 руб/г.

На рис. 7.13 показано влияние величин  $1 - \delta$  и  $\Delta Z = Z_{зам} - Z_{AЭС}$  на оптимальное продление кампании. Оба фактора, как видно из рисунка, оказывают существенное влияние. Увеличение загрузки кассет в очередную перегрузку после продленной кампании, как и рост затрат на компенсацию недовырабатываемой мощности на замещающей станции, резко снижает оптимум величины  $\tau_K$ . По расчетам, сильное влияние на  $\tau_K^{opt}$  оказывает также  $C_{Pu}$ . Так, рост  $C_{Pu}$  от 0 до 50 руб/г при  $1 - \delta = 0,781$  уменьшает  $\tau_K$  примерно вдвое.

На рис. 7.14 показано влияние экономии затрат в энергосистеме при продлении кампании на величину  $\tau_K^{opt}$  при

различных ценах на ядерное топливо. Так, при  $C_{\text{я}} = 800$  руб/кг  $\text{UO}_2$ , эта экономия (при  $1 - \delta = 0,79$ ) составляет около  $3 \cdot 10^6$  руб/год, а при 400 руб/кг  $\text{UO}_2$  — только  $0,2 \cdot 10^6$  руб/год.

Приведенная методика позволяет упрощенно и быстро определить снижение стоимости выгружаемых кассет и дополнительные затраты топлива в очередную после продления кампании перегрузку.

Менее существенно влияет на  $\tau_{\text{к}}^{\text{опт}}$  изменение среднего по годам значения эффективной годовой кампании  $T_{\text{эф}}^{\text{ср}}$ . При экспоненциальном законе изменения мощности ВВЭР во времени от 0 до  $\tau_{\text{к}}$  с показателем  $a$  и длительности работы в основном периоде (до истощения запаса реактивности)  $\tau_{\text{р}}$  и перегрузки топлива  $\tau_{\text{п}}$  получим переменное значение среднегодовой эффективной кампании

$$T_{\text{эф}}^{\text{ср}} = \frac{(1/a)(\exp a\tau_{\text{к}} - 1) + \tau_{\text{р}}}{1 + \tau_{\text{к}}/(\tau_{\text{р}} + \tau_{\text{п}})}. \quad (7.6)$$

Из анализа (7.6) следует, что на  $T_{\text{эф}}^{\text{ср}}$  влияют с ростом  $\tau_{\text{к}}$  разнонаправленные факторы: снижение средней нагрузки, но вместе с тем и увеличение общей продолжительности работы  $\tau_{\text{р}} + \tau_{\text{к}}$ . По мере роста  $\tau_{\text{к}}$  (и снижения мощности) первый фактор сначала соизмеряется по воздействию на  $T_{\text{эф}}^{\text{ср}}$  со вторым, а затем и превалирует над ним. Это приводит к своеобразному «экстремуму»  $T_{\text{эф}}^{\text{ср}}$  как функции  $\tau_{\text{к}}$ , что подтверждается и математически. Допуская при  $a \ll 1$  подстановку  $\exp a\tau_{\text{к}} \approx 1 + a\tau_{\text{к}}$ , при  $\partial T_{\text{эф}}^{\text{ср}} / \partial \tau_{\text{к}} = 0$  получаем:

$$1 + a\tau_{\text{к}}^* = \frac{\tau_{\text{р}} + \tau_{\text{р}}^*}{\tau_{\text{р}} + \tau_{\text{к}}^* + \tau_{\text{п}}}.$$

Так, при  $a = -0,0092$ ,  $\tau_{\text{р}} = 333$  сут,  $\tau_{\text{п}} = 32$  сут получаем  $\tau_{\text{к}}^* = 10$  сут. Максимум величины  $T_{\text{эф}}^{\text{ср}}$ , конечно, не соответствует времени оптимального продления кампании, но ее влияние на  $\tau_{\text{к}}^{\text{опт}}$  следует учитывать уравнивающим множителем к топливной составляющей затрат

$$(1 + \tau_{\text{к}}/365)^{-1}.$$

На рис. 7.15 представлены данные по реальному изменению в хронологическом времени важнейших характеристик  $V$  энергоблока НВАЭС в режиме продления кампании. Принимая линейными зависимости от времени продления  $\tau_{\text{к}}$  электрической мощности  $N$  и КПД энергоблока  $\eta$ , задачу определения топливной составляющей затрат в этом режиме можно свести к расчету определенного интеграла с переменным верхним пределом  $\tau_{\text{к}}$ . В связи с этим количество дополнительно израсходованного тепла определится по формуле

$$Q_{\text{пр}} = \int_0^{\tau_{\text{пр}}} \frac{N_0 - (\partial N / \partial \tau) \tau}{\eta_i - (\partial \eta_i / \partial \tau) \tau} d\tau. \quad (7.7)$$

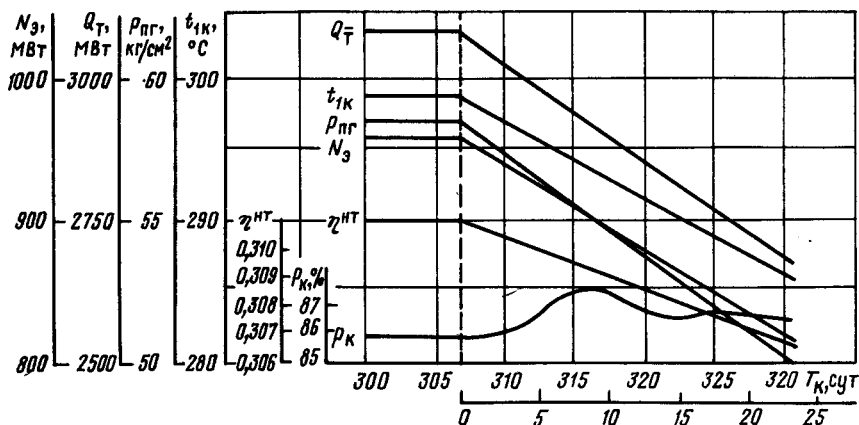


Рис. 7.15. Изменение электрической и тепловой мощности, давления пара в ПГ, средней температуры воды в первом контуре и КПД нетто в режиме продления третьей топливной загрузки V блока НВАЭС

Анализируя данные рис. 7.15, в (7.7) можно принять:  $\partial N / \partial \tau = 5,2 \text{ МВт/сут}$ ;  $\partial \eta / \partial \tau = 0,000154 \text{ сут}^{-1}$ .

В ряде случаев принятие для величин  $N$  и  $\eta$  экспоненциальных зависимостей от времени продления кампании позволяет упростить расчет  $Q_{\text{пр}}$  и вести его не по формуле (7.7), а по более удобной для анализа зависимости:

$$Q_{\text{пр}} = \int_0^{\tau_{\text{пр}}} \frac{N(\tau_i) d\tau}{\eta_i(\tau)} \rightarrow \int_0^{\tau_{\text{пр}}} \frac{e^{a\tau_k}}{b + ce^{a\tau_k}} d\tau = \frac{1}{ac} \ln(b + ce^{a\tau_k}) \int_0^{\tau_{\text{пр}}} = \\ = \frac{1}{ac} \ln \frac{b + ce^{a\tau_{\text{пр}}}}{b + c} = \simeq k\tau_{\text{пр}}. \quad (7.8)$$

В этой формуле для АЭС с серийным реактором ВВЭР-1000 можно принимать:  $a = -0,0092$ ;  $b = 0,185$ ;  $c = 0,165$ .

Сопоставительные расчеты по (7.7) и (7.8) показывают достаточную сходимость результатов.

Таким образом, следует приводить варианты с разными  $\tau_k$  к единому эффекту по энергосистеме, учитывать недовыработку ( $\Delta \mathcal{E}_{\text{зам}}$ ) в результате снижения мощности при продлении кампании, а оптимизацию  $\tau_k$  вести по минимуму переменных удельных затрат  $z_v$  в энергосистеме:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{зам}} = N_0 \tau_p / 24 - \frac{1}{\tau_k / 365 + 1} \left( N_0 \frac{\tau_p}{24} - N_0 \int_0^{\tau_{\text{пр}}} N(\tau) d\tau \right) =$$



$$= \left[ 1 - \frac{1}{1 + \tau_k/365} \left( 1 + \frac{e^{\sigma \tau_k} - 1}{\sigma \tau_0/24} \right) \right] \frac{N_0 \tau_p}{24} = \gamma N_c \frac{\tau_p}{24};$$

$$z_v = \frac{1/(1 + \tau_k/365)}{1 - \gamma} \frac{C_\pi}{B} \left( \frac{1}{\eta_0} + \frac{1 - \delta}{\tau_p/24} \int_0^{\tau_k} \frac{\bar{N}_0(\tau) d\tau}{\eta_i(\tau)} \right) \times$$

$$\times \left( 1 + \frac{1 - \varphi}{\varphi} T_n \right) + \frac{\gamma}{1 - \gamma} (z_{\text{зам}} - z_{\text{АЭС}}). \quad (7.9)$$

В ряде случаев в энергосистеме важно продлить кампанию энергоблока хотя бы на часть времени работы при постоянной электрической мощности. Решению этого вопроса посвящены исследования ЛПИ по продлению кампании в условиях отключения ПВД и байпасирования ступеней ЦВД [49].

Можно предложить иной способ поддержания неизменной мощности в начальной фазе продления кампании. Ранее было показано, что в условиях поддержания заданного и неизменного DNBR при снижающейся в процессе выгорания неравномерности энерговыделения можно обеспечить повышение тепловой мощности реактора. Второй путь практической реализации эффекта выравнивания полей в ходе выгорания — плавное повышение средней температуры теплоносителя в первом контуре.

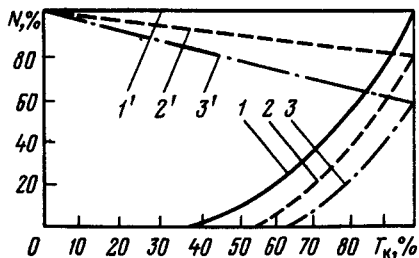
Начиная с момента достижения нулевого запаса реактивности, продление кампании можно было бы осуществлять реализацией только отрицательного температурного эффекта. При этом снижение температуры в первый период (до номинального значения) не сопровождалось бы снижением мощности.

Расчеты показали, что одновременно за счет экономии тепла можно было бы добиться дополнительного продления кампании от 3 до 5 эф. сут.

В энергосистемах с несколькими параллельно работающими энергоблоками возникает задача поиска рационального распределения во времени остановок реакторов для перегрузок топлива и оптимального продления  $\tau_k$  для каждого из них. При этом должно выполняться условие прохождения осенне-зимних максимумов нагрузки и достижения максимального общего эффекта от удлинения кампаний реакторов.

Необходимы дальнейшие разработки универсальной и простой методики для обоснования целесообразности и оптимальности продления кампании в разных конкретных ситуациях в энергосистеме, которой можно пользоваться на АЭС. Температурный и мощностной эффекты реактивности могут быть использованы в практике эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР не только для продления кампании и увеличения глубины выгорания топлива. Существует возможность компенсации нестационарного ксенонового отравления в течение значительной части кампании посредством отрицательного температурного эффекта реактивности. При этом на систему борного регулирования возлагается задача компенсации только

Рис. 7.16. Использование температурного эффекта реактивности совместно с борной системой для увеличения регулировочного диапазона ВВЭР во время топливного цикла



медленных эффектов выгорания. Необходимая производительность борной системы регулирования и ее стоимость снижаются, упрощается баковое хозяйство. Вторая составляющая эффекта заключается в повышенных возможностях преодоления эффектов ксенонового отравления.

В ходе кампании увеличиваются возможности использования температурного эффекта реактивности, что позволяет улучшить и выровнять маневренные способности ВВЭР во времени путем изменения средней температуры теплоносителя.

Мощностной эффект реактивности, связанный с изменением температуры топлива, в конечный период кампании примерно в 5—6 раз ниже, чем растущий в течение кампании температурный эффект, и не оказывает существенного влияния на ход процесса продления кампании.

Об использовании в США температурного регулирования для повышения маневренности АЭС с PWR уже говорилось (см. § 1.2).

Повышение маневренности при таком комбинированном способе регулирования показано на рис. 7.16.

Здесь кривая 1' характеризует возможности только системы борного регулирования для компенсации отравления в процессах любых изменений нагрузки ( $\Delta t = 0$ ). Изменения температуры теплоносителя в этом случае не предусматриваются. Кривые 2' и 3' показывают возможность компенсации ксенонового отравления только изменением температуры теплоносителя на  $\Delta t_2$  и  $\Delta t_3$  соответственно (причем  $\Delta t_1 < \Delta t_2$ ).

Линейная зависимость значений компенсации нестационарного отравления от момента кампании обусловлена характером изменения в ходе выгорания температурного эффекта реактивности.

Совместное использование системы борного регулирования и температурного эффекта при снижении температуры на  $\Delta t_2$  и  $\Delta t_3$  (алгебраическое суммирование кривой 1 и кривых 2' и 3') позволяет расширить область, где возможна компенсация ксеноновых процессов (кривые 2 и 3).

Необходимы дополнительные исследования этого способа регулирования с учетом всего комплекса факторов, включая безопасность переходных режимов.

## 7.5. РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ТУРБИН

**Влажнопаровые турбины.** Турбины, работающие на влажном паре, обладают определенной маневренностью [17]. Это создает благоприятные предпосылки использования их как

в сочетании с системами аккумуляирования, так и в условиях прямой разгрузки реактора.

С целью еще большего повышения маневренности в ряде работ рекомендуется переход к прямоточным ПГ и турбинам слабоперегретого пара [17]. Важное значение, как отмечалось, при этом имеет также выбор программ регулирования ПГ, параметров системы сепарации и паро-парового перегрева турбины и вакуума в конденсаторе.

Рассмотрим некоторые реальные возможности улучшения переменных режимов таких турбин.

Скользящее давление пара на АЭС. Этот вопрос уже давно привлекает внимание отечественных [55, 69, 73] и некоторых зарубежных специалистов. Так, в [73] высказывается мнение, что в условиях все большего распространения дроссельного парораспределения на влажнопаровых турбинах важным средством повышения экономичности при работе на пониженных нагрузках может стать скользящее давление свежего пара. В [73] проведен общий анализ преимуществ этого способа регулирования и сделаны следующие выводы. При снижении давления (и температуры насыщения) неизбежно снижаются температура вторично перегретого пара, его изотропный теплоперепад и КПД отсеков, попадающих в зону повышенной влажности. Таким образом, при термодинамической неэффективности паро-парового перегрева в идеальных циклах снижение температуры перегрева в реальных влажнопаровых циклах в процессе разгрузки при  $p_0 = \text{var}$  может снижать внутренний КПД цикла. Степень и направление влияния температуры промперегрева на КПД будет зависеть, как показано в [49], от совершенства влагоудаляющих устройств в проточной части и в некоторой мере от методики их учета.

Результаты проведенных в ПОАТ ХТЗ расчетов переменного режима турбины АЭС мощностью 500 МВт с сепарацией и однократным двухступенчатым промперегревом показали, что применение скользящего давления свежего пара без учета экономии энергии на подачу питательной воды незначительно повышает экономичность турбины. Напротив, эти выгоды ощутимы, если учесть экономию на питательном насосе, обусловленную снижением потребного напора при скользящем давлении пара. Так, при  $N=0,6 \div 0,7$  выигрыш в удельных расходах тепла на выработку электроэнергии может составить 0,5 - 0,7%. По расчетам СПИ [55], для турбины К-1000-60/1500 ПОАТ ХТЗ, работающей в указанном выше диапазоне давлений, выигрыш составил всего 0,35—0,5%.

В [55] обращено внимание на необходимость комплексного подхода к выбору оптимального способа регулирования мощности турбины и энергоблока в целом.

Баланс передаваемого от контура к контуру тепла должен выполняться на всех стационарных режимах нагрузки:

$$N_{\text{бл}}/\eta_i = Q = D_p c_{pв} \Delta t_p = k F \Delta t_p / \ln(1 + \Delta t_p / \delta t) = D_{\text{ПГ}} \Delta t_{\text{ПГ}}, \quad (7.10)$$

где  $D_p$ ,  $D_{\text{ПГ}}$  — расход теплоносителя в первом контуре и пара на турбину соответственно, кг/с;  $Q_p$ ,  $N_{\text{бл}}$  — тепловая мощность реактора и электрическая мощность турбины соответственно при внутреннем КПД блока  $\eta_i$ , кВт;  $\Delta t_p$  — подогрев теплоносителя в реакторе, °С;  $\Delta h_{\text{ПГ}}$  — удельное подводимое в ПГ пароводяной среде тепло, кДж/кг;  $c_{pв}$  — средняя массовая изобарная теплоемкость воды для интервала подогрева в активной зоне, кДж/(кг · °С).

Из (7.10) следует и формула для расчета минимального температурного напора в ПГ:

$$\delta t = \Delta t [\exp(kF/D_p c_{pв}) - 1]. \quad (7.11)$$

Если регулирование первого контура ведется путем изменения  $\Delta t_p$  при  $D_p = \text{const}$ , то с достаточным приближением  $k = f(w_{\text{в}}) = \text{const}$  на всех режимах и при неотключаемых секциях ( $S = \text{const}$ ) теплопередача в ПГ обуславливается только температурным напором. Если же для рассматриваемого интервала значений температур на входе в реактор и выходе из него допустимо считать  $c_{pв} = \text{const}$ , то для любого режима

$$\bar{Q}_p = \Delta \bar{t}_p = \bar{D}_{\text{ПГ}} \bar{\Delta h}_{\text{ПГ}} = \bar{N}_{\text{бл}} / \bar{\eta}_i.$$

Следует учитывать, что при  $p_0 = \text{var}$  температурный уровень подогрева воды в реакторе при том же  $\Delta t_p$  существенно ниже. Это может вызвать удорожание и усложнение системы компенсации объема первого контура и дополнительную работу приводов СУЗ.

В условиях эксплуатации [73] скользящее давление пара позволяет (при давлениях до 3 МПа) уменьшить влажность пара в узлах парораспределения и паровпуска ЦВД, снизить напряжения в парогенерирующем оборудовании и паропроводах свежего пара, повысить долговечность и надежность этого оборудования. Вместе с тем в [73] отмечены недостатки такого регулирования: невозможность быстрой форсировки мощности энергоблока при аварийном снижении частоты в энергосистеме; рост влажности по проточной части ЦНД со снижением нагрузки (в отличие от снижения при постоянных параметрах пара перед турбиной).

Значительные расчетно-экспериментальные проработки по применению скользящего давления на двухконтурных энергоблоках АЭС выполнены в ЛПИ совместно с КолАЭС и НВАЭС [49, 69]. В этих исследованиях рассмотрены способы преодоления с помощью регулирования скользящим давлением ксенонового отравления реактора при его разгрузке в последней трети кампании ( $0,6 \leq \tau \leq 1,0$ ). Некоторые результаты экспериментальных исследований работы V блока НВАЭС при работе

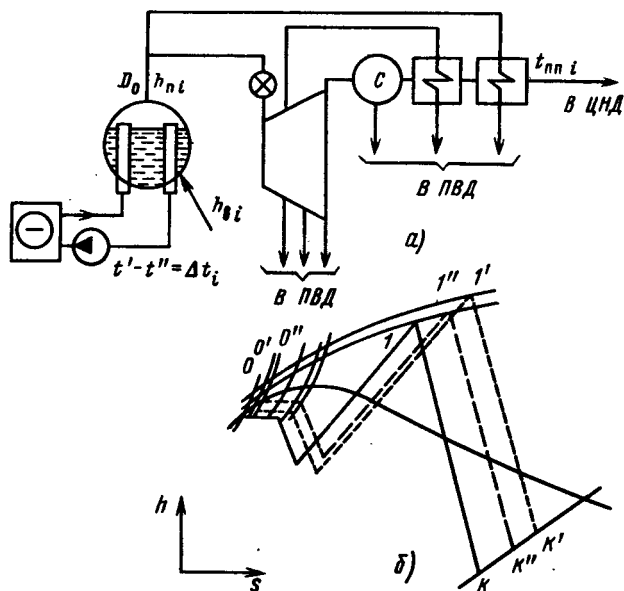


Рис. 7.17. Способы регулирования нагрузки ПГ:

а - схема узла ПГ—ЦВД—сепаратор—СПП; б -  $h-s$ -диаграмма расширения пара в турбине К-1000-60/1500; ———— номинальный режим нагрузки; - - - режим частичной нагрузки при  $p_{\text{ПГ}} = \text{const}$ , ... - то же при  $t_{\text{ср}} = \text{const}$

на скользящем начальном давлении пара приведены в [69]. Измерения показали повышение тепловой экономичности паротурбинных установок (дубль-блок мощностью 1000 МВт) в режиме нагрузки 856,7 МВт (в сравнении с дроссельным) за счет роста относительного внутреннего КПД и снижения мощности, потребляемой приводом питательного насоса.

По данным ряда исследований [17, 49, 50], применение режима скользящего давления целесообразно для расширения регулировочного диапазона реакторов типа ВВЭР, что связано с отрицательным температурным коэффициентом реактивности. Основной прирост маневренности от использования скользящего давления приходится на завершающую часть кампании  $0,8 \leq \bar{\tau} \leq 1,0$ , когда борная кислота практически полностью выведена из контура.

**Варианты дроссельного регулирования.** Широко используемое во влажнопаровых турбинах дроссельное регулирование мощности может приводить к различной экономичности режимов работы при разных программах регулирования.

Это объясняется различием в обеспечиваемых этими программами температурах пара, перегреваемого в промежуточной системе турбины (рис. 7.17).

Уменьшение тепловой мощности реактора  $\bar{Q} = Q_i / Q_0$  при постоянном расходе теплоносителя и снижении его подогрева может обеспечиваться двумя основными способами: поддержанием постоянной средней температуры  $t_{cp} = (t' + t'')/2$  или обеспечением постоянного давления в ПГ. В первом случае при сниженных нагрузках в ПГ будет устанавливаться давление выше номинального, а температура пара за СПП превзойдет значения режимов во втором случае.

При небольшой разгрузке первая программа регулирования ПГ не приведет к значительному повышению  $p_{ПГ}$  сверх номинального значения.

В практике регулирования блоков АЭС оба эти способа и вариант их комбинирования ( $0,8 \leq \bar{Q} \leq 1,0 - t_{cp} = \text{const}$ ;  $\bar{Q} < 0,8 - t_{cp} = \text{var}$ ) известны у нас и за рубежом, но экономическому обоснованию их выбора уделено недостаточное внимание. При неизменной средней температуре подогрева реакторной воды в лучших условиях работает сам реактор типа ВВЭР, но стоимость ПГ и главных паропроводов при этом увеличивается из-за большего потребного запаса прочности. Вместе с тем с повышением давления в ПГ на нерасчетных режимах возрастает возможный подогрев пара во второй ступени СПП (точка 1 на рис. 7.19). Прирост работы в ЦСД и ЦНД турбины, как показывают расчеты [102], оказывается выше некоторой потери в ЦВД, причем в ступени ЦНД поступает пар большей сухости.

В диапазоне мощностей 50—75% номинальный выигрыш в КПД блока достигает 0,5%.

Некоторое увеличение затрат в СПП перекрывается выигрышем в стоимости КО при регулировании с  $t_{cp} = \text{const}$ . Дело в том, что регулировочный потребный объем, а следовательно, и металлоемкость КО находятся в прямой зависимости от изменения объема воды первого контура в рабочем диапазоне нагрузок и температур. При  $t_{cp} = \text{const}$  изменение объема оказывается существенно ниже, чем при  $t_{cp} = \text{var}$ . Эффективность такого способа регулирования оценим по разности приведенных затрат на производство электроэнергии при эффективной годовой кампании  $T_{эф}$  блока:

$$\Delta Z = C_{\pi} \sum_{i=1}^n N_i \tau_i (1/\eta^{\text{II}} - 1/\eta^{\text{I}}) / 24B(1/T_{\text{н}} + p_a) \times \\ \times (\Delta K_{\text{ПГ}} + \Delta K_{\text{КО}}) + \Delta Z_{\text{в.у}}, \quad (7.12)$$

где  $\Delta Z_{\text{в.у}}$  — разность затрат на собственные нужды, реагенты и обслуживание водообменной установки первого контура;  $N_i$ ,  $\tau_i$  — средняя нагрузка блока в  $i$ -м из  $n$  характерных интервалов графика продолжительностью  $\tau_i$  каждый;  $B$  — глубина выгорания топливной загрузки, МВт·сут/кг;  $\eta^{\text{I}}$ ,  $\eta^{\text{II}}$  — внутренние КПД блока при работе по программам регулирования

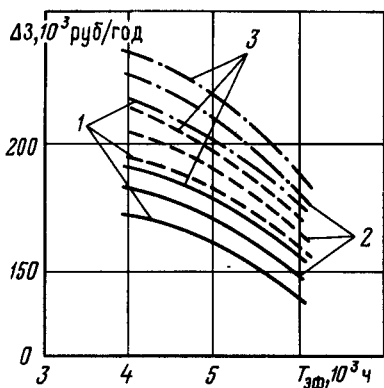


Рис. 7.18. Экономия затрат от реализации программы регулирования с  $p_{\text{ПГ}} = \text{var}$ :

1 —  $C_{\text{н}} = 400$  руб/кг; 2 —  $C_{\text{н}} = 600$  руб/кг; 3 —  $C_{\text{н}} = 800$  руб/кг; — — —  $C_{\text{ПГ}} + C_{\text{КО}} + C_{\text{ПР}} = 2000$  руб/т; — — —  $C_{\text{ПГ}} + C_{\text{КО}} + C_{\text{ПР}} = 1500$  руб/т; - - - - -  $C_{\text{ПГ}} + C_{\text{КО}} + C_{\text{ПР}} = 1000$  руб/т

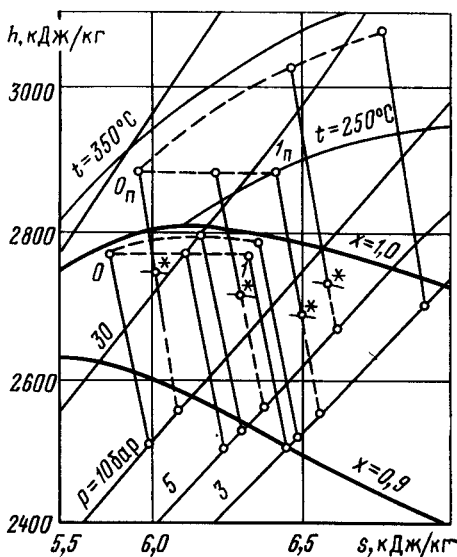


Рис. 7.19. Процессы расширения пара в ЦВД при работе турбины на влажном и слабоперегретом паре (звездочками показаны участки линий Вильсона)

$t_{\text{ср}} = \text{const}$  (I) и  $p_{\text{ПГ}} = \text{const}$  (II);  $T_{\text{н}}$ ,  $p_{\text{а}}$  — соответственно срок окупаемости капиталовложений и коэффициент, учитывающий расходы на амортизацию, ремонты, реновацию;  $\Delta K_{\text{ПГ}}$ ,  $\Delta K_{\text{КО}}$  — изменение затрат соответственно в ПГ с паропроводами и компенсатор объема при первом способе регулирования, руб.

Результаты расчетов приведенных затрат по (7.12) представлены на рис. 7.18 и показывают целесообразность регулирования блока АЭС по программе с возрастающим давлением в ПГ. Для оценки изменения затрат на ПГ и паропроводы  $\Delta K_{\text{ПГ}}$  и компенсатор объема  $\Delta K_{\text{КО}}$  были проведены предварительные расчеты увеличения массы ПГ, паропроводов и КО. Затраты на 1 т измененной массы ПГ, паропроводов и КО оценены в пределах 1000 — 2000 руб/т.

Размер годовой экономии существенно зависит от соотношения цен на ядерное топливо, металл ПГ, паропроводов и КО, а также от эффективной годовой кампании. Так, при снижении  $T_{\text{эф}}$  от  $6 \cdot 10^3$  до  $4 \cdot 10^3$  ч/год достигаемая экономия увеличивается со 120—150 до 240—300 тыс. руб. в год по блоку мощностью 1000 МВт.

**Турбины слабоперегретого пара.** При изменении нагрузки турбины, работающей на влажном паре, происходит резкое изменение температуры по проточной части, включая паровпуск. Кроме того, при дросселировании с давлений выше 3 МПа пар увлажняется. Резкое возрастание при этом коэффициента теплоотдачи от пара к металлу наряду с изменением его температуры при частых и быстрых изменениях нагрузки

может привести к термоусталостному разрушению деталей турбины [17].

Дальнейшее развитие и совершенствование конструкций парогенераторов АЭС с ВВЭР открывает возможность для получения слабоперегретого пара. Помимо увеличения термического КПД цикла с начальным перегревом (при том же давлении) перемещение точки начала процесса расширения в область перегретого пара приводит к уменьшению скорости изменения температуры рабочего тела при его дросселировании в паровпуске (рис. 7.19). В связи с этим имеется реальная возможность повышения скоростей нагружения и разгрузки энергоблока. Как известно, эти скорости лимитируются в основном разностью температур по ширине фланцев ЦВД и температурными напряжениями роторов ЦВД и ЦНД. В свою очередь, интенсивность теплообмена зависит от температуры поверхности детали и температуры насыщения пара при данном его давлении. Если температура поверхности детали в процессе подъема нагрузки превысит температуру насыщения, то использование перегретого пара позволит получить большую, чем при насыщенном паре, скорость нагружения [17].

В табл. 7.4 представлены отношения разности температуры свежего пара на номинальной и пониженной нагрузках при повышении (снижении) нагрузки турбины, работающей на влажном (ТПВ) или слабоперегретом (ТПП) паре, к изменению ее относительной мощности  $\Delta \bar{N}_j = \bar{N}_{\text{ном}} - \bar{N}_j$ . Таким образом, при регулировании мощности турбины дросселированием свежего пара теоретически может быть достигнута более высокая скорость набора нагрузки при той же длительной надежности турбины.

Таблица 7.4. Скорость изменения температурного состояния паровпуска

| $\bar{N}_j$                                    | 0,9  | 0,8  | 0,7  | 0,6  | 0,5  | 0,4  |
|------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| $\Delta t_{0j} / \Delta \bar{N}_{j\text{ТПВ}}$ | 68,0 | 71,0 | 74,7 | 78,5 | 83,6 | 89,7 |
| $\Delta t_{0j} / \Delta \bar{N}_{j\text{ТПП}}$ | 66,5 | 67,7 | 69,7 | 71,4 | 73,4 | 75,5 |

При сбросах нагрузки из-за низких коэффициентов теплоотдачи к перегретому пару от металла в нем не возникает высоких разностей температур. В то же время скорость прогрева металла при пуске турбины будет не ниже, чем при использовании насыщенного пара, так как коэффициент теплоотдачи при этом достаточно высок из-за конденсации перегретого пара на поверхности металла до тех пор, пока температура металла ниже температуры насыщения пара [17]. Кроме того, в значительной мере снижаются проблемы эрозии в головной части турбины.

Вместе с тем, было бы неправильным не видеть некоторых трудностей в создании подобной турбины. Так, в [17]



отмечается, что процесс расширения пара после перехода линии правой пограничной кривой происходит вначале с переохлаждением практически без конденсации. Место начала спонтанной конденсации зависит от скорости расширения и в конечном итоге

определяется градиентом площади сечения канала  $\bar{s} = \frac{1}{s} dS/dl$

вдоль его оси, начальным давлением и переохлаждением пара. Наибольшую опасность по соображениям вибрационной надежности турбины представляют кризисные режимы с нестационарными адиабатными скачками уплотнения (спонтанной конденсации), которые возникают преимущественно, когда конденсация происходит в области чисел Маха, близких к единице.

На рис. 7.19 в  $h-s$ -диаграмме схематично изображены характерные процессы расширения влажного пара и пара с небольшим начальным перегревом. Регулирование мощности в обоих случаях осуществляется в диапазоне 100—30% дросселированием и скользящим начальным давлением. При известной разбивке теплоперепадов по ступеням турбины и геометрии сопловых каналов можно оценить местоположение начала конденсации и выявить вероятность возникновения подобных кризисных режимов.

Соответствующие различным процессам расширения точки начала конденсации при заданном  $\bar{S}=1$  показаны на рис. 7.19 штрихами. Расчетное давление на входе в канал принято по номинальному режиму в точке пересечения кривой расширения с правой пограничной кривой. Из рис. 7.19 видно, что при понижении начального давления потока опасность возникновения кризисных режимов снижается. Поэтому можно сделать предварительный вывод о том, что в турбинах, работающих на слабоперегретом паре, регулирование нагрузки скользящим начальным давлением дополнительно к другим преимуществам улучшает температурные условия работы наиболее ответственных узлов и первых ступеней ЦВД, практически снимая проблему возникновения термонапряжений, повышает вибрационную надежность лопаточного аппарата по условию вероятности возникновения кризисов течения.

Дополнительно должен быть проработан вопрос о тепловой эффективности такого регулирования на переменных режимах в условиях турбины, работающей на слабоперегретом паре с обычной и измененной промежуточной системой. Экономия топлива от повышения приемистости, повышение расчетной допустимой скорости нагружения энергоблоков, в особенности мощных, приводит к экономии топлива в энергосистеме [66]. Кроме того, в связи с более высокой приемистостью повышаются системная устойчивость к резким колебаниям нагрузки и общая надежность энергоснабжения. На рис. 7.20 показана условно

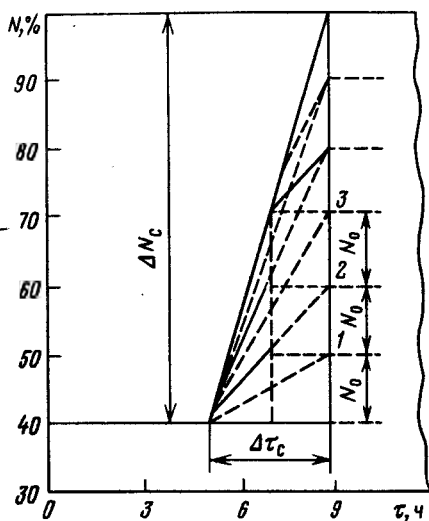


Рис. 7.20. Обеспечение утреннего подъема нагрузки в энергосистеме при разных скоростях нагружения одиночных энергоблоков АЭС

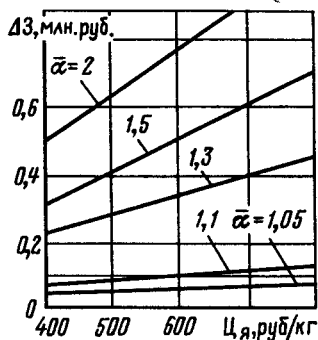


Рис. 7.21. Зависимость экономии ядерного топлива от его цены в условной энергосистеме при различном относительном увеличении скорости нагружения энергоблоков

выделенная часть типового суточного графика нагрузки, а именно ночной провал и утренний подъем. Предполагается, что вечерний спад нагрузки происходит симметрично утреннему ее подъему.

Из рисунка видно, что повышение скорости подъема нагрузки  $\alpha = \Delta N / \Delta \tau$  снижает для каждого блока время работы в режимах с нерасчетной мощностью  $N < N_0$ . При этом снижается и общее число одновременно нагружаемых блоков  $z$ , определяемое по условиям выполнения общей скорости утреннего подъема нагрузки в энергосистеме  $\alpha_c = \Delta N_c / \Delta \tau_c$ , причем  $z = \alpha_c / \alpha$ . Если общий подъем нагрузки от ночного минимума до дневного максимума составляет  $\Delta N_c$ , то необходимое число последовательно нагружаемых групп

из  $z$  блоков в каждой составит  $m = \frac{\Delta N_c}{N_0} \cdot \frac{\alpha_c}{\alpha}$ . Расчеты, приведенные

для иллюстративно принятых исходных данных, представлены на рис. 7.21. Дело в том, что с повышением  $\alpha$  выработка в режимах с нерасчетной мощностью и пониженным КПД существенно уменьшается (площадь  $a1'b'$  меньше площади  $alb$ ).

При этом общая за периоды нагружения и разгрузки экономия затрат на ядерное топливо в течение года приближенно оценена формулой

$$\Delta Z_v = \frac{C_{\text{я}} z}{24B} \left[ \frac{\Delta \tau_c N_0 \alpha_c}{\eta_{\text{ср}} \alpha} + \frac{\Delta \tau_c (\Delta N_c - N_0 \alpha_c / \alpha)}{\eta_{\text{н}}} \right], \quad (7.13)$$

где  $C_{\text{я}}$  — расчетная цена ядерного топлива, руб/кг;  $B$  — глубина выгорания, МВт·сут/кг;  $\eta_{\text{ср}}$  — усредненный КПД за период

нагружения блока со скоростью  $\alpha$ ;  $\eta_n$  — КПД блока при номинальной нагрузке;  $z$  — число суток в году с характерным типовым графиком нагрузки.

Экономия топлива объясняется перераспределением выработки энергии при увеличении допустимой скорости нагружения  $\alpha$ . Выработка на нерасчетных (пусковых) режимах ( $\eta_{cp} < \eta_n$ ) снижается в связи со снижением длительности таких режимов.

В расчетах экономического эффекта принято:  $\Pi_a = 400 \div 800$  руб/кг;  $B = 40$  МВт · сут/кг;  $\Delta\tau_c = 3$  ч;  $N_0 = 1000$  МВт;  $\Delta N_c = 12\,800$  МВт;  $\alpha_c = 4000$  МВт/ч;  $\eta_n = 0,34$ . Скорости подъема нагрузки оценивались для базового варианта для турбин мощностью 1000 МВт (допускаемая скорость нагружения принята:  $\alpha_1 = 1000$  МВт/ч; в сравниваемом варианте  $\alpha_2 = 1,05 \div 2,0\alpha_1$ ). Сложности возникают при определении среднего значения КПД за период нагружения блока при различной его длительности. Точная оценка расхода тепла на режим нагружения вплоть до достижения номинальной мощности может быть проведена интегрированием функций  $N=f(\tau)$  и  $\eta=f(\tau)$  или принятием приближенных оценочных значений  $\eta_{cp}$ . На рис. 7.21 представлены результаты расчетов экономии топливных затрат в условной ОЭС с типовым суточным графиком нагрузки. Из рисунка видно, что величина  $\Delta Z$  существенно зависит от относительного увеличения допускаемой скорости нагружения.

## Глава 8

### ДРУГИЕ ПУТИ АДАПТАЦИИ АЭС К ПЕРЕМЕННЫМ ГРАФИКАМ НАГРУЗОК ЭНЕРГОСИСТЕМ

#### 8.1. КОМБИНИРОВАНИЕ СХЕМ АЭС И ПИКОВЫХ ГТУ

Термодинамическая эффективность комбинирования паровых и газовых турбин исследована достаточно давно [75]. Получены сравнительно полные представления об оптимальных значениях основных характеристик и параметров комбинированных циклов. В более поздних работах [18, 105] и других рассмотрены принципы комбинирования маневренных паротурбинных блоков с пиковыми ГТУ. В таких блоках, как известно, маневренная мощность вырабатывается как за счет пиковой ГТУ, так и путем форсирования паровой турбины при полном или частичном отключении регенеративных отборов пара.

При ограничениях пропуска дополнительного пара через проточную часть основной турбины в схему может быть включена специальная дополнительная турбина, работающая на паре отключенных отборов.

В блоках АЭС, работающих с отпуском тепла, возможности генерирования маневренной мощности оказываются существенно большими, так как определяются отключением не только ПВД, но и сетевых подогревателей, питаемых паром нерегулируемых отборов. Кроме того, увеличение мощности влажнопаровых турбин возможно за счет изменения схемы организации сепарации и паро-парового перегрева (в одно- или двухступенчатом исполнении) [113].

Такая газотурбинная установка АЭС может служить источником надежного аварийного снабжения собственных нужд, находясь в работе или резерве, в связи с высокой приемистостью и коротким временем пуска. Кроме того, мощностная энергетическая характеристика ГТУ позволяет в наиболее холодные (как правило, пиковые) периоды увеличивать выработку энергии на 20—30%.

Как было показано ранее, расширять регулировочный диапазон АЭС с ВВЭР выгодно прежде всего увеличением верхнего предела мощности действующего энергоблока. Это позволяет считать комбинирование АЭС и ГТУ для покрытия пиков нагрузки еще более эффективным, чем комбинирование обычных энергоблоков ТЭС и ГТУ. Серьезных препятствий к этому для двухконтурных АЭС с ВВЭР нет. Турбины этих энергоблоков имеют кроме отборов на регенерацию развитые отборы свежего и рабочего пара в одно- или двухступенчатый паровой перегреватель. Это расширяет многообразие возможных схем вытеснения энергоценных потоков пара отработавшими газами газовой турбины и повышения мощности. Влажнопаровые турбины (в особенности тихоходные) в номинальных режимах работают с заниженными удельными нагрузками на выход, что создает также благоприятные условия форсировки. В ряде случаев отключение ПВД может удачно сочетаться с отрицательным температурным эффектом реактивности ВВЭР, что дополнительно увеличивает их форсировочные возможности.

Указанные выше особенности комбинирования паротурбинных установок АЭС и ГТУ рассмотрены в работах [28, 105] и др., часть которых посвящена оптимизации важнейших параметров, определяющих общую эффективность подобного комбинирования.

**Возможные схемы комбинирования АЭС и ГТУ.** На рис. 8.1, а, б представлены возможные схемы комбинирования. На АЭС с ВВЭР применение подобных схем облегчается отсутствием даже слабой радиоактивности во втором контуре.

Следует отметить, что схема газотурбинной надстройки, при которой осуществляется подогрев газами ГТ питательной воды (рис. 8.1, а), рассмотрена в Саратовском политехническом институте еще в начале 60-х годов и одобрена для широкого применения. Эта схема весьма удобна для покрытия пиковых нагрузок энергоблоками, в регенеративной схеме которых

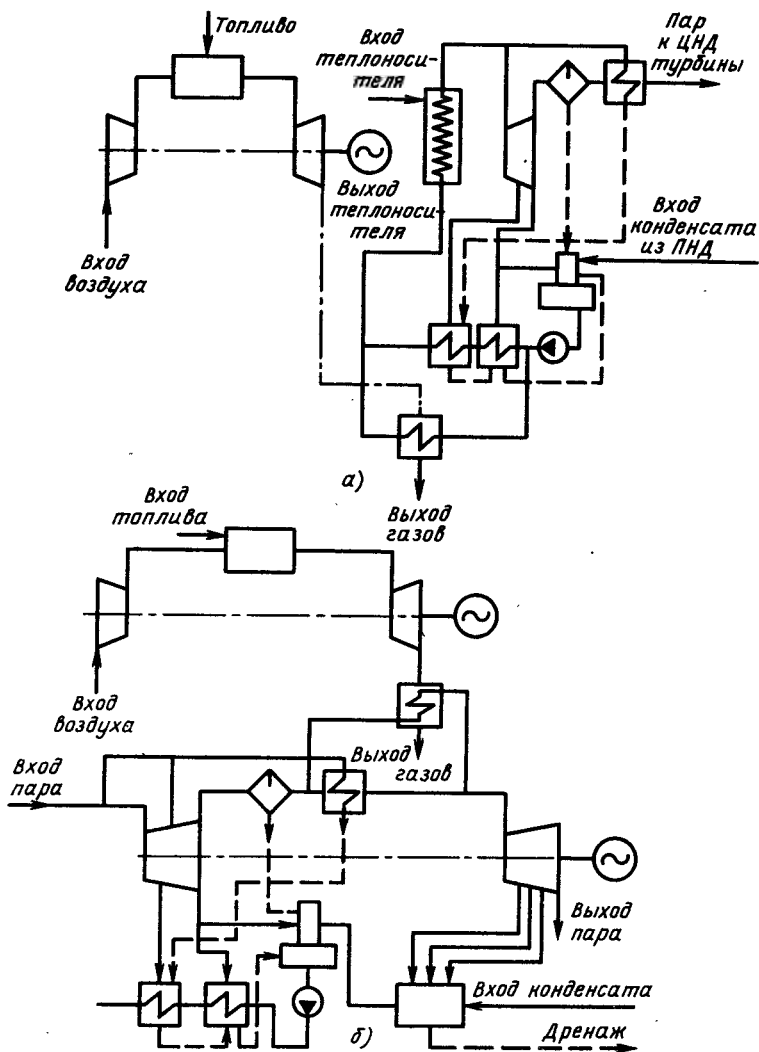


Рис. 8.1. Возможные схемы комбинирования ГТУ и АЭС:  
 а — со сбросом уходящих газов в газоводяной подогреватель; б — с вытеснением паро-парового перегрева

предусмотрена установка ПВД. В часы, когда выработка электроэнергии должна быть резко увеличена, включается в работу ГТУ, отработанные в ней газы направляются в ГВП, устанавливаемый параллельно регенеративным подогревателям. При этом общая пиковая мощность станции увеличивается

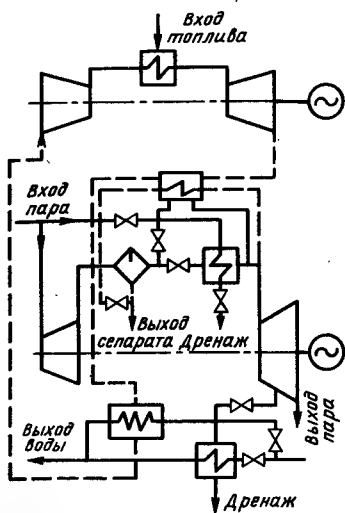


Рис. 8.2. Комбинирование схем АЭС и ГТУ замкнутого цикла

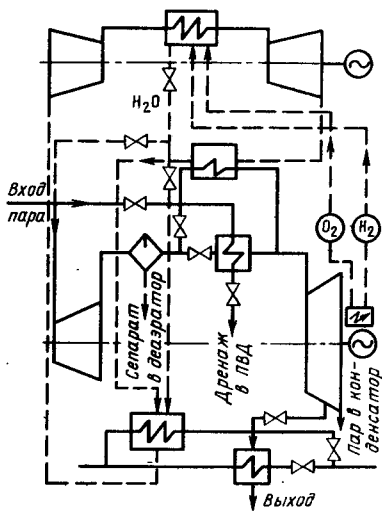


Рис. 8.3. Комбинирование атомно-водородной электростанции и ГТУ замкнутого цикла

также за счет паровой части, где частично или полностью вытесняется в проточную часть турбины пар отключаемых ПВД. Однако, как отмечалось ранее, повышение мощности паровой части должно быть обеспечено форсировочными возможностями реактора (особенно при наличии экономайзерного участка в парогенерационном тракте). В этом смысле предпочтительны ПГ проточного типа в энергоблоках с турбоустановками слабоперегретого пара.

Подобная схема покрытия пиковых нагрузок, но в комбинации с вытеснением греющего пара сепаратора-пароперегревателя, может обеспечить еще больший форсировочный эффект (рис. 8.1, б).

Примером такой установки является ПГУ по схемам [22, 23], разработанным в Саратовском политехническом институте (рис. 8.2). Наряду с обычными сепараторами и пароперегревателями в промежуточную систему турбоустановки параллельно включен парогазовый пароперегреватель. По греющей среде этот дополнительный пароперегреватель подсоединен к тракту отработавших газов газовой турбины и имеет поверхности для испарения и перегрева сепарата и отсепарированного пара. После парогазового промежуточного пароперегревателя тракт отработавших газов ГТУ может быть подключен к теплообменнику подогрева питательной воды, который установлен параллельно основным регенеративным подогревателям.

В обычном режиме работы ГТ замкнутого цикла отключена, а перегрев пара осуществляется в паро-паровом перегревателе свежим паром.

В пиковом режиме работы включают ГТ, отработавшие газы которой по тракту направляются в парогазовый перегреватель. При этом паро-паровой перегреватель должен отключаться.

Некоторые отличия схемы рис. 8.3 от рассмотренной выше в том, что ПГУ в этом случае снабжена системой получения и хранения водорода и кислорода. В случае сжигания водорода в кислородной среде образующийся водяной пар можно направить в паровую турбину (ЦВД) или в один из подогревателей тракта регенерации, что также приводит к повышению мощности паровой турбины. Отработавшее рабочее тело газовой турбины подают в пароперегреватель и далее, как и в предыдущей схеме, в тракт регенерации. Такая схема позволяет увеличить регулировочный диапазон АЭС без разгрузки реактора, так как часть мощности в часы минимума нагрузки расходуется для получения водорода и кислорода. Кроме того, схема выгодно отличается от других тем, что для работы газовой турбины не требуется подвода органического топлива. Техничко-экономическая эффективность схем АЭС с получением водорода в бездефицитные по мощности часы рассматривается далее особо.

**Оценка экономической эффективности комбинирования.** Экономия приведенных затрат в выработку электроэнергии при реализации приведенных выше схем комбинирования может быть определена в сравнении с раздельной выработкой на однотипных энергоблоках АЭС и ГТУ. Причем следует учитывать, что ГТУ во втором случае могут располагаться близко к крупным центрам пиковых нагрузок, чем может достигаться экономия дополнительных капиталовложений в ВЛ. При таком сравнении эффект от комбинированного способа производства пиковой электроэнергии будет практически пропорционален увеличению мощности турбоустановки АЭС, достигаемой в результате форсировки. Сравнимые варианты схемы комбинирования следует привести к единому эффекту, используя при раздельной работе ГТУ и АЭС для недовыработанной энергии показатель затрат на замещаемой электростанции, т. е. на альтернативной пиковой энергоустановке. По разности затрат можно проводить схемную и параметрическую оптимизацию, так как эта величина при определении пиковой энергии в энергосистеме как дефицитного энергетического ресурса выступает однозначным критерием максимального полезного эффекта.

В общем виде приведенные затраты в производство пиковой энергии при комбинировании АЭС и ГТУ определим из выражения

$$З = B_{\text{г}} h_{\text{исп}}^{\text{пик}} \Pi_{\text{г}} + (p_{\text{а}} + p_{\text{н}}) (N_{\text{ГТУ}} k_{\text{ГТУ}} + F_{\text{ГПП}} \Pi_{\text{ГПП}} + Z_{\text{эл}}) +$$

$$+ [N_{\text{баз}} - (\Delta N_{\text{АЭС}} + N_{\text{ГТУ}})] h_{\text{исп}}^{\text{пик}} z^*. \quad (8.1)$$

Здесь  $B_{\text{т}}$  — расход топлива на ГТУ в пересчете на условное топливо, т/ч;  $h_{\text{исп}}^{\text{пик}}$  — число часов использования в году пиковой мощности, ч/год;  $C_{\text{т}}$  — стоимость топлива для пиковой ГТУ, руб/т;  $N_{\text{ГТУ}}$  — мощность ГТУ, кВт;  $k_{\text{ГТУ}}$  — удельные капиталовложения в ГТУ, руб/кВт;  $F_{\text{ГПП}}$  — площадь поверхности теплообмена ГПП, м<sup>2</sup>;  $C_{\text{ГПП}}$  — удельные затраты в поверхность теплообмена ГПП, руб/м<sup>2</sup>;  $Z_{\text{эл}}$  — дополнительные затраты в электрическую часть, связанные с обеспечением форсировки электрогенераторов и развитием ВЛ, руб.;  $N_{\text{баз}}$  — базовое (установленное) значение пиковой мощности ГТУ и АЭС, кВт;  $\Delta N_{\text{АЭС}}$  — дополнительная форсировочная мощность АЭС, кВт;  $z^*$  — удельные приведенные затраты в замещаемую пиковую электростанцию, руб/(кВт·ч).

**Оптимизация параметров газовой турбины.** Комбинирование установок снижает потери с уходящими газами ГТУ и этим повышает эффективность используемого дорогостоящего органического топлива. Однако здесь требуется установка утилизационного ГПП, имеющего довольно значительную площадь поверхности теплообмена. В связи с этим необходимо обоснованное решение по выбору основных параметров пиковой ГТУ с тем, чтобы получить максимальный технико-экономический эффект в результате комбинирования двух циклов — газового и парового.

Для пиковых эксплуатируемых газотурбинных установок характерны технические решения, обеспечивающие максимальную простоту и дешевизну устанавливаемого оборудования, например, простейшая тепловая и конструкционная схема: одна степень сжатия — одна ступень расширения. Максимальная температура газа на входе в газовую турбину ограничивается таким значением, при котором не возникает необходимости применения сложных и недостаточно освоенных систем охлаждения основных деталей.

Однако один из важнейших параметров цикла ГТУ — степень повышения давления  $\sigma$  — должен выбираться в результате оптимизации. При комбинировании ГТУ и АЭС принятая величина  $\sigma$  довольно сильно влияет на поверхность теплообмена ГПП, так как при ее изменении меняется температура газов на выходе из турбины, а также температурный напор в ГПП. Одновременно из-за изменения температур на напорной стороне компрессора при заданной номинальной мощности расход топлива на ГТУ будет переменным. Если принять постоянным массовый расход газа через ГТУ, то изменение  $\sigma$  будет однозначно определять мощности ГТУ ( $N_{\text{ГТУ}}$ ).

В общем виде переменную часть приведенных затрат в производство пиковой энергии в этом случае можно записать в соответствии с (8.1). Дополнительная пиковая



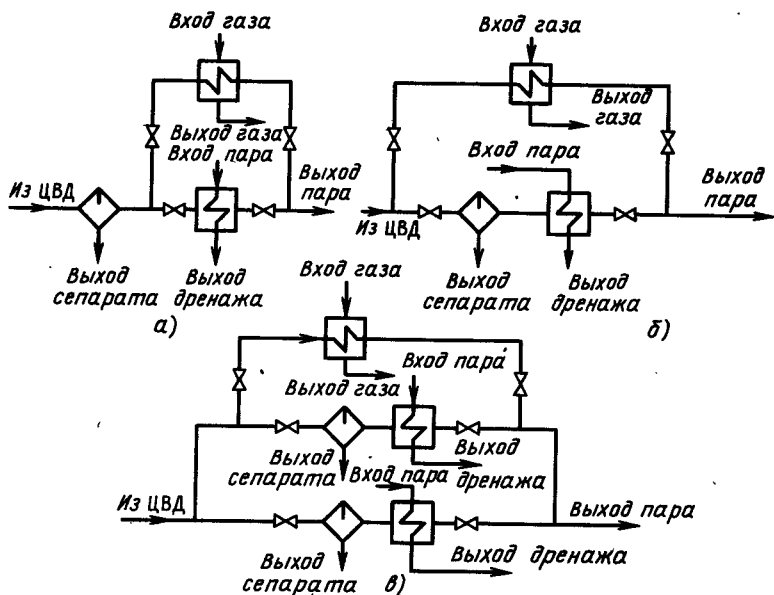


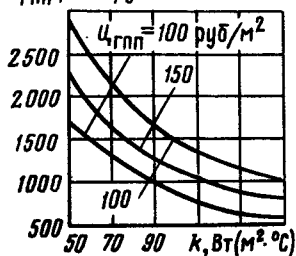
Рис. 8.4. Схемы подключения газопарового перегревателя к промежуточной системе турбоустановки АЭС:

а — отключение только пароперегревателя; б — отключение всего СПП; в — отключение половины имеющихся в блоке СПП

мощность АЭС —  $\Delta N_{\text{АЭС}}$  может иметь различные значения в зависимости от схемы комбинирования АЭС и ГТУ (рис. 8.4, а — в). Рассмотрим три различные схемы подобного комбинирования. По схеме на рис. 8.4, а при включении ГТУ отключаются полностью все паро-паровые перегреватели. Поток пара после сепаратора подогревается до температуры промпрегрева в ГПП уходящими газами ГТУ. По схеме на рис. 8.4, б полностью отключается весь СПП и пар после ПВД нагревается в ГПП, куда поступает газ уже от двух ГТУ (в отличие от схемы на рис. 8.4, а), так как избыточного тепла уходящих газов одной ГТ недостаточно для подогрева пара до требуемой расчетной температуры. Схема на рис. 8.4, в отличается от схемы на рис. 8.4, б, лишь тем, что отключается только половина всех имеющихся в СПП. Схема на рис. 8.4, а может быть реализована, очевидно, только при раздельном выполнении сепараторов и пароперегревателей.

Для оценки затрат в ГПП были проведены его предварительные проработки. Высокий уровень величины  $k_{\text{ГПП}}$  (рис. 8.5) обусловлен низким значением коэффициента теплопередачи от газов к перегреваемому пару и большой потребной поверхностью нагрева.

Рис. 8.5. Зависимость затрат на ГПП от коэффициента теплопередачи в нем  $k_{гпп}$ , тыс. руб



Расчет ГПП проводился нормативным методом. Коэффициенты теплоотдачи по паровой и газовой сторонам определялись номограммным путем для предварительно заданных скоростей газов и пара и геометрии трубного пучка. Для уточнения среднелогарифмического температурного напора в ГПП проводился тепловой расчет ГТУ.

По результатам расчетов для принятых исходных данных коэффициент теплопередачи составил около  $80 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ . Однако, учитывая имеющиеся возможности интенсификации теплообмена в аппаратах такого типа, исследованы и более низкие затраты  $k_{гпп}$ .

В качестве расчетных взяты тепловые схемы турбины К-1000-60/1500 ПОАТ ХТЗ и ГТ-150-1100. Все параметры пересчитывались на форсировочном режиме для каждой из названных выше схем комбинирования. Дополнительная мощность турбины АЭС по расчетам составила: для схемы на рис. 8.4, а 7,2%; схемы на рис. 8.4, б 12,6%; схемы на рис. 8.4, в 6,1%.

Особо должен быть рассмотрен способ ввода дополнительного свежего пара, вытесненного из СПП, в проточную часть турбин АЭС, как правило, имеющих дроссельное парораспределение. Предварительные исследования показывают целесообразность форсировки повышением давления перед турбиной (в сравнении с внешним байпасированием или наличием исходного дросселирования на номинальном режиме). Некоторое незначительное (до 12—15%) повышение давления не лимитируется пределами прочности применяемых сталей. К тому же известен опыт проектирования ПГ, главных паропроводов на повышенное по сравнению с номинальным начальное давление исходя из роста давления в парогенераторе на нагрузках 70—100%, когда регулирование первого контура ведется по программе с постоянной средней температурой реакторной воды в активной зоне.

Для отыскания оптимальной  $\sigma$  в ГТУ воспользуемся известными расчетными соотношениями, предварительно продифференцировав их в частных производных и приравняв нулю:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial B_{г}}{\partial \sigma} \zeta_{г} h_{исп}^{пик} + \frac{\partial F_{гпп}}{\partial \sigma} \zeta_{гпп} (p_a + p_n) + \\ & + \frac{\partial N_{ГТУ}}{\partial \sigma} [\zeta_{ГТУ} (p_a + p_n) - h_{исп}^{пик} 3^*] = 0. \end{aligned} \quad (8.2)$$

В (8.2) частные производные  $\partial B_{\Gamma}/\partial \sigma$ ,  $\partial N_{\Gamma\Gamma\Upsilon}/\partial \sigma$  имеют следующий вид:

$$\partial B_{\Gamma}/\partial \sigma = -G_{\Gamma\Gamma\Upsilon} [c_{p2} a_2 \sigma^{m_k-1} + t_2 (2a_t \sigma + b_t)]; \quad (8.3)$$

$$\begin{aligned} \partial N_{\Gamma\Gamma\Upsilon}/\partial \sigma = & G_{\Gamma\Gamma\Upsilon} \eta_{\text{эм}} [T_3 \eta_{\Gamma} \sigma^{-m_{\Gamma}} \{(\sigma^{m_{\Gamma}} - 1) \times \\ & \times (2a_{\Gamma} \sigma + b_{\Gamma}) + c_{p\Gamma} [m_{\Gamma} \sigma^{-m_{\Gamma}} + 2a_m \sigma + b_m] \ln \sigma\} - \\ & - T_1 \eta_k^{-1} \{(\sigma^{m_k} - 1)(2a_{\Gamma} \sigma + b_{\Gamma}) + c_{p2} \sigma^{m_k-1} m_k\}]; \end{aligned} \quad (8.4)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial \sigma} = & T_3 \eta_{\Gamma} m_{\Gamma} c_{p\Gamma} \sigma^{-m_{\Gamma}-1} \left\{ F_{\text{и}} \left[ \left( \delta t_{\text{и}} - \Delta t_{\text{Б}}^{\text{и}} \ln \frac{\Delta t_{\text{Б}}^{\text{и}}}{\Delta t_{\text{м}}^{\text{и}}} \right) c'_{p\text{и}} \right]^{-1} - \right. \\ & \left. - F_{\text{пп}} \left[ \left( \delta t_{\text{и}} - \Delta t_{\text{м}}^{\text{и}} \ln \frac{\Delta t_{\text{Б}}^{\text{и}}}{\Delta t_{\text{м}}^{\text{и}}} \right) c''_{p\text{и}} \right]^{-1} + \psi F_{\text{пп}} \left( \frac{1}{c_{p\text{и}}} + \frac{1}{c'_{p\text{и}}} \right) (2\Delta t_{\text{пп}})^{-1} \right\}. \end{aligned} \quad (8.5)$$

В выражениях (8.2) — (8.5)  $G_{\Gamma\Gamma\Upsilon}$  — массовый расход рабочего тела ГТУ, кг/с;  $\eta_{\Gamma}$ ,  $\eta_k$ ,  $\eta_{\text{эм}}$  — соответственно КПД ГТ, компрессора, электрической ГТУ;  $m_{\Gamma}$ ,  $m_k$  — коэффициенты, учитывающие показатели изэнтропы для газа и воздуха;  $a_2$ ,  $a_t$ ,  $a_m$ ,  $b_t$ ,  $b_m$ ,  $\psi$  — коэффициенты, значения которых определяются в процессе расчета;  $c_{p2}$ ,  $c_{p\Gamma}$ ,  $c_{p\text{и}}$ ,  $c'_{p\text{и}}$ ,  $c''_{p\text{и}}$  — соответственно удельная теплоемкость воздуха на выходе из компрессора, газов при средней температуре в процессе расширения в ГТ, газов на выходе из ГТ, на входе в испарительную часть ГПП, на выходе из ГПП, кДж/(кг·К);  $T_1$ ,  $T_3$  — соответственно температура окружающего воздуха и газов на входе в ГТ, К;  $F_{\text{и}}$ ,  $F_{\text{пп}}$  — поверхность теплообмена испарительной и пароперегревательной частей ГПП, м<sup>2</sup>;  $\Delta t_{\text{пп}}$  — средний температурный напор на перегревателем участке ГПП, К;  $\delta t_{\text{и}}$  — уменьшение температуры продуктов сгорания ГТ от  $t'_{\text{и}}$  до  $t''_{\text{и}}$  на испарительном участке ГПП, К;  $\Delta t_{\text{Б}}^{\text{и}}$ ,  $\Delta t_{\text{м}}^{\text{и}}$  — большая и меньшая разности температур на испарительном участке ГПП, К.

Расчет  $F_{\text{и}}$  и  $F_{\text{пп}}$  производится нормативным методом.

Расчеты по уравнению (8.2) проведены для следующих исходных данных:  $\text{Ц}_{\Gamma\Gamma\Upsilon} = 90$  руб/кВт;  $\text{Ц}_{\Gamma} = 55$  руб/т;  $\text{Ц}_{\Gamma\text{ПП}} = 100 \div 200$  руб/м<sup>2</sup>. Основные результаты расчетов представлены на рис. 8.6. Здесь показано влияние удельной стоимости поверхности теплообмена ГПП  $\text{Ц}_{\Gamma\text{ПП}}$  и числа часов использования пиковой мощности на оптимальную степень повышения давления в цикле ГТУ.

Увеличение  $\text{Ц}_{\Gamma\text{ПП}}$ , как следует из этого рисунка, приводит к снижению  $\sigma^{\text{опт}}$  и  $N_{\Gamma\Gamma\Upsilon}$ . При меньших  $\sigma^{\text{опт}}$  увеличивается температура газов на выходе из ГТ, а следовательно, возрастает температурный напор в ГПП, уменьшается площадь поверхности теплообмена и затраты в нее. Рост  $h_{\text{исп}}^{\text{пик}}$  сопровождается увеличением  $\sigma^{\text{опт}}$ , так как при этом уменьшаются затраты в замещающую мощность  $z^*$ , а в рассматриваемом случае большей  $\sigma^{\text{опт}}$  соответствует большая  $N_{\Gamma\Gamma\Upsilon}$ .

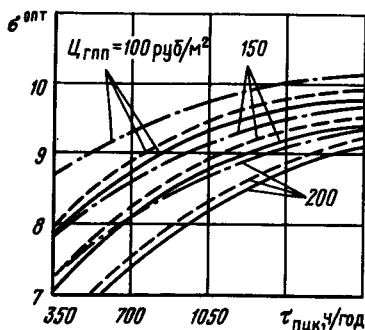


Рис. 8.6. Оптимальная степень повышения давления в комбинированной ПГУ:

— для схемы, изображенной на рис. 8.4, а; — — — — — рис. 8.4, б; — · — · — — рис. 8.4, в

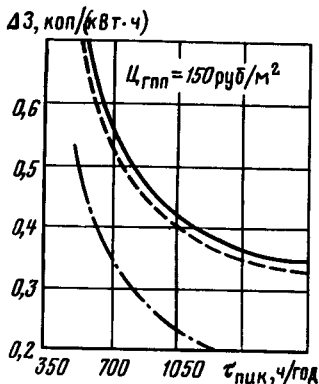


Рис. 8.7. Экономия затрат на выработку пиковой энергии при использовании комбинированных схем ГТУ и АЭС по сравнению с затратами при использовании установок ГТ-150-1100 (обозначения те же, что на рис. 8.6)

Из рис. 8.6 видно, что оптимальные значения  $\sigma$  оказываются наибольшими для схемы на рис. 8.4, в и наименьшими для схемы на рис. 8.4, а. В основном это объясняется различием капиталовложений в пиковую мощность. Анализ показал, что доля дополнительной мощности, получаемой на турбине АЭС за счет ее форсировки, наименьшая в схеме на рис. 8.4, в и наибольшая в схеме на рис. 8.4, а. В этих условиях более целесообразно повышение  $\sigma$  при одновременном увеличении экономичности газотурбинной части.

На рис. 8.7 представлены результаты расчетов по определению сравнительной эффективности получения пиковой мощности при комбинировании АЭС и ГТУ и для автономной их работы. Как видно из этого рисунка, наибольшая экономия удельных приведенных затрат в производстве пиковой мощности достигается в схеме на рис. 8.4, а, а наименьшая в схеме на рис. 8.4, в. Это также объясняется повышенной долей мощности ГТУ в схеме на рис. 8.4, в, что приближает ее по своим показателям к чисто газотурбинному варианту. Вместе с тем необходимо учитывать, что современные СПП выполняются в виде единого аппарата и организация отбора рабочего тела за сепарационной частью СПП затруднена. Поэтому схема на рис. 8.4, а имеет пока скорее теоретическое, чем практическое значение. По-видимому, следует ориентироваться на схему на рис. 8.4, б, тем более что по оптимальным параметрам она мало отличается от схемы на рис. 8.4, а.

**Наивыгоднейшие параметры газовой части подогревателя.** Новым элементом в ряде рассмотренных ранее схем является ГВП, для которого должны быть обоснованы расчетные значения минимального температурного напора  $\Delta t_{m0}$  и скорости газов  $w_{г0}$ .

Повышение температурного напора, принимаемого на каждом участке теплообмена  $\Delta t_{m0}$  при заданной скорости газов  $w_{г0}$ , приводит к повышению среднелогарифмического напора и, следовательно, к снижению затрат в поверхность экономайзера, снижению его сопротивления, т. е. к увеличению работы газовой части. Вместе с этим при заданной температуре воды на входе в экономайзер  $t_1$  неизбежно снижается  $t_{п.в.}$ , к тому же увеличиваются затраты в электрическую часть станции, что связано с некоторым ростом мощности  $N_{г.т.}$  Одновременно снижается паропроизводительность ПГ при той же мощности реактора. Все это приводит к существованию экономически наивыгоднейшего значения  $\Delta t_{m0}$ .

При заданном значении  $\Delta t_{m0}$  увеличение скорости газов  $w_г$  приводит к росту коэффициента теплоотдачи  $k$  в экономайзере, т. е. к снижению затрат в поверхность, и одновременно снижает работу в газовой турбине из-за повышения сопротивления в нем. Таким образом, скорость газов  $w_г$  имеет оптимальное значение. Оба рассмотренных параметра  $\Delta t_{m0}$  и  $w_г$  так или иначе влияют на поверхность экономайзера  $F$ , поэтому подлежат совместно оптимизации.

Предлагаемая ниже методика позволяет рассчитать комплексно-оптимальные значения  $\Delta t_{m0}$  и  $w_{г0}$  при различном числе часов стояния пиковой нагрузки в году и с учетом климатического фактора. Исследуется комбинирование турбин К-1000-60/1500 и ГТ-150-1100. Предполагается, что в период пиковой нагрузки ПВД отключены полностью.

Критерием оптимума исследуемых параметров служит минимум переменной части суммарных приведенных затрат в энергосистеме. Комплексно-оптимальное решение находится при рассмотрении частных оптимумов  $\Delta t_{m0}^{opt}$  и  $w_г^{opt}$ .

При варьировании минимальным температурным напором целевую функцию расчетных затрат в пиковую ПГУ  $Z_v$  удобно представить в виде

$$Z_v = p \zeta_f F + Z_{зам} \sum_{i=1}^n \Delta N_{г.т.} \tau_i + \zeta_{я} \sum_{i=1}^n B_{я} \tau_i + p k_{эл} N_{ПГУ}. \quad (8.6)$$

Здесь  $N_{ПГУ}$  — мощность ПГУ при рассматриваемом значении  $\Delta t_{m0}$  и  $w_г$ , кВт;  $\Delta N_{г.т.}$  — снижение мощности газовой турбины в каждом из периодов с определенными температурами воздуха  $t_{нi}$  продолжительностью  $\tau_i$  (от подключения ГВП), кВт;  $B_{я}$  — часовой расход ядерного топлива паротурбинным блоком

в условном эквиваленте в каждом из рассматриваемых периодов, т/ч;  $Z_{\text{зам}}$  — затраты на выработку электроэнергии на замещаемой станции, руб/(кВт · ч);  $\Pi_f, \Pi_t$  — удельная стоимость поверхности нагрева экономайзера, руб/м<sup>2</sup>, и топлива паровой части, руб/т;  $p$  — коэффициент эффективности, учитывающий нормативный срок окупаемости  $T_n$  и отчисления на амортизацию  $p_a$ , 1/год;  $k_{\text{эл}}$  — удельные капиталовложения в электрическую часть станции, руб/кВт.

**Наивыгоднейшие минимальные температурные напоры.** Зависимыми от  $\Delta t_m$  являются величины  $F, N_{г.т}, B_i, N_{\text{ПГУ}}$ , которые необходимо выразить аналитически. Из уравнений теплового баланса и теплопередачи следует:

$$F = \frac{Q_r}{k \Delta t_{\text{лоч}}} = \frac{G_r c_{pm}^r}{k(1-\omega)} \ln \frac{t_6 - t_{п.в}}{\Delta t_{m0}}, \quad (8.7)$$

откуда после дифференцирования получаем

$$\frac{\partial F}{\partial \Delta t_{m0}} = \frac{G_r c_{pm}^r}{k(1-\omega)} \left( \frac{\omega}{t_6 - t_{п.в}} - \frac{1}{\Delta t_{m0}} \right), \quad (8.8)$$

где  $G_r$  — расход газов через газовойдяной подогреватель, кг/с;  $\omega$  — отношение водяных эквивалентов газов и воды;  $k$  — коэффициент теплоотдачи (определяется для принятой конструкции экономайзера специальным расчетом), кВт/(м<sup>2</sup> · К).

Необходимо особо отметить, что производная площади поверхности экономайзера берется по значению минимального температурного напора  $\Delta t_{m0}$  на расчетном режиме (которому соответствует  $t_x = 0^\circ \text{C}$ ). Однако величины  $N_{г.т.i}, B_i$ , зависящие от температур наружного воздуха  $t_{н.i}$ , дифференцируются по соответствующему данному периоду  $\tau_i$ , нерасчетному значению  $\Delta t_{mi}$ , но с учетом отношения  $\partial \Delta t_{mi} / \partial \Delta t_{m0}$ . Такая схема дифференцирования может быть пояснена формулой

$$\frac{\partial \sum_{i=1}^n N_{г.т.i} \tau_i}{\partial \Delta t_{m0}} = \sum_{i=1}^n \frac{\partial N_{г.т.i}}{\partial \Delta t_{mi}} \partial \overline{\Delta t_{mi}} \tau_i, \quad (8.9)$$

где  $\partial \overline{\Delta t_{mi}}$  — относительный прирост аргумента на нерасчетном режиме:

$$\partial \overline{\Delta t_{mi}} = \frac{\bar{k}_i \Delta t_{mi} (1 - \omega_i)}{\bar{G}_{ti} \bar{X}_i}. \quad (8.10)$$

Здесь  $X_i = \frac{\omega_i \Delta t_{mi}}{t_{6i} - t_{п.в.i}} - 1$ .

Анализируя последнее выражение, замечаем, что обычно  $\frac{\Delta t_{mi}}{t_{6i} - t_{п.в.i}} \leq 0,2$  и  $\bar{X}_i = 1$ .

Часовой расход топлива турбинным блоком  $B_i$  из формулы (8.6) определяется по обычным зависимостям, но в пересчете на условное топливо.

Мощность газовой турбины  $N_{г.тi}$  при любом из выбираемых значений удобно представить формулой

$$N_{г.тi} = G_{г} c_{pm} [\eta_{oi} T_{в} (1 - \sigma_{г}^{-m}) - \frac{t_u + 273}{\eta_{\kappa}} (\sigma_{\kappa}^m - 1)]. \quad (8.11)$$

Здесь  $T_{в}$  — температура газов на входе в турбину, К;  $\eta_{oi}$ ,  $\eta_{\kappa}$  — адиабатические КПД турбины и компрессора;  $\sigma_{г}$ ,  $\sigma_{\kappa}$  — степени понижения давления в газовой турбине и повышения его в компрессоре;  $m = (k-1)/k$  — показатель степени, включающий в себя показатель адиабаты.

В формуле (8.11) от величины минимального температурного напора зависит лишь отношение давлений газа перед и за газовой турбиной  $G_{г} = p_{в}/p_2$ , а работа компрессора остается неизменной. Для того чтобы продифференцировать выражение (8.11) по величине  $\Delta t_{mi}$ , необходимо выявить помимо уже найденной зависимости  $N_{г.тi} = f(p_2)$  также функцию вида  $p_2 = f(\Delta t_{mi})$ , поскольку  $F = f(\Delta t_{mi})$  и  $p_2 = f(F)$ .

Придерживаясь сложившегося метода расчета поперечно-омываемых шахматных пучков труб, получаем

$$p_2 = p_0 + \xi_c \rho \frac{w_{г}^2}{2}. \quad (8.12)$$

Здесь  $p_0$  — давление газов на выходе из ГВП, Па;  $\rho$  — усредненная плотность газов, кг/м<sup>3</sup>;  $\xi_c$  — коэффициенты местного сопротивления шахматного пучка.

Преобразовав искомую производную к виду

$$\frac{\partial N_{г.т}}{\partial \Delta t_{mi}} = \frac{\partial N_{г.тi}}{\partial p_{2i}} \frac{\partial p_{2i}}{\partial \Delta t_{mi}},$$

получим с учетом (8.7)

$$\frac{\partial N_{г.тi}}{\partial \Delta t_{mi}} = -\eta_{oi} \frac{G_{г} R T_{в}}{p \sigma_{г}^m} \xi_0 \frac{c_{pm}}{k(1-\omega)} \left( \frac{\omega}{t_6 - t_{п.в}} - \frac{1}{\Delta t_m} \right) \frac{w_{г}^2}{v_{г}^2} \left( \frac{s_1}{d} - 1 \right) \frac{1}{2\pi}, \quad (8.13)$$

где  $R$  — универсальная газовая постоянная, кДж/(кг · К).

Итак, в исходной формуле (8.6) остается нераскрытым лишь последний член, учитывающий изменение затрат в электрическую часть парогазовой станции. Но поскольку работа паровой турбины остается при варьировании величиной  $\Delta t_m$  неизменной, то производная суммарной мощности ПГУ будет определяться также по выражению (8.13). Однако при этом следует рассмотреть режим с  $t_{mi}$ , при котором эта мощность максимальна, так как по ней нужно оценивать требующиеся изменения затрат в электрическую часть.

Удельные затраты  $z_{зам}$  на производство электроэнергии на замещающей станции можно оценить, как и ранее, по [67]

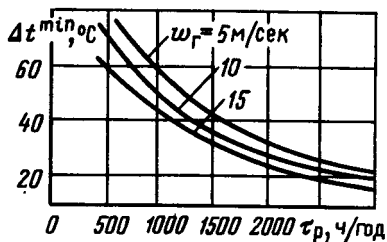


Рис. 8.8. Расчетные наивыгоднейшие значения минимального температурного напора в газоводяном подогревателе для различных продолжительностей работы и скоростей газов

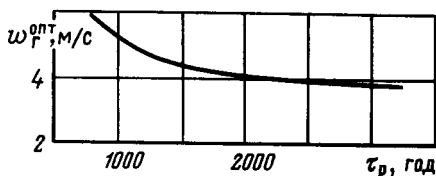


Рис. 8.9. Оптимальные скорости газов в газоводяном подогревателе для различных продолжительностей работы

в зависимости от продолжительности работы в году газотурбинной части.

Расчеты величины  $\Delta t_{m0}^{opt}$  проводились по уравнению (8.7) при различном числе часов выработки пиковой мощности в году и представлены на рис. 8.8. Рассмотрены климатические условия Москвы.

Как видно из полученных результатов, оптимальная величина  $\Delta t_{m0}$  снижается с ростом скорости газов в экономайзере и по мере увеличения продолжительности его работы в году. Первое объясняется преобладающим влиянием улучшения процесса теплопередачи в ГВП при более высоких скоростях газа, второе — экономической оправданностью снижения расхода топлива при больших затратах в поверхность ГВП. В обоих случаях чем ниже  $\Delta t_{m0}$ , тем большее количество тепла воспринимается водой от уходящих газов ГТ и тем выше температура питательной воды на входе в ПГ.

**Оптимальные скорости газов в экономайзере.** При варьировании скоростью газов  $w_r$  для заданных значений  $\Delta t_{m0}$  будет также справедливо уравнение переменной части расчетных затрат (8.6). Величины, входящие в формулу (8.6), определяются по (8.7) и (8.8). Определим частные производные площади поверхности экономайзера  $F$  и мощности газовой турбины  $N_{г.т.и}$ . Изменение этих двух основных величин в зависимости от скорости газов обуславливает наличие оптимума  $w_r^{opt}$ .

Продифференцировав уравнение (8.7) по расчетному значению скорости газов  $w_{r0}$ , получим

$$\frac{\partial F}{\partial w_{r0}} = -F \frac{1}{k} \frac{\partial k}{\partial w_{r0}}.$$

Зависимость коэффициента теплопередачи в ГВП принятой конструкции от скорости газа в нем может быть линеаризована



в диапазоне  $w_r = 3 \div 15$  м/с формулой  $k = 32,5 + 2,4w_{r0}$ , откуда следует, что

$$\partial F / \partial w_{r0} = -2,4F(1/k).$$

Изменение мощности турбины преобразуем к виду

$$-\frac{\partial \Delta N_{\text{пгг}}}{\partial w_{ri}} = \frac{\partial N_{r,ri}}{\partial p_{2i}} \frac{\partial p_2}{\partial w_{ri}}. \quad (8.14)$$

После дифференцирования и преобразования получим

$$\frac{\partial p_{2i}}{\partial w_{ri}} = 2,73AFw_r^{1,73} \left( 1 - 0,88 \frac{w_r}{k} \right) \quad (8.15)$$

и окончательно

$$\frac{\partial N_{r,ri}}{\partial w_{ri}} = -\eta_{0i} \frac{G_r RT_b}{p^2 \sigma_r^m} 2,73AFw_r^{1,73} \left( 1 - \frac{w_r}{R} \right). \quad (8.16)$$

Относительный прирост аргумента в данном случае находится из отношения скоростей газов на рассматриваемом и номинальном режимах:

$$\partial \bar{w}_{ri} = \bar{\omega}_{ri} = \frac{\omega_{ri}}{\omega_r}.$$

Изменение капитальных затрат в энергетическую часть станции учитывается последним слагаемым формулы (8.6). Все затраты, входящие в эту формулу, и их производные по скорости газов, как следует из полученных выше зависимостей, оказываются пропорциональными площади принятой поверхности  $F$ , а следовательно, и минимальному температурному напору  $\Delta t_m$ . Это приводит к тому, что выбираемые различные значения  $\Delta t_m$  не оказывают влияния на оптимум скорости газов в ГВП. Результаты расчетов  $w_r^{\text{опт}}$  представлены на рис. 8.9 для различных значений продолжительности работы в году.

Как видно из рисунка, оптимальные значения скорости газов находятся в диапазоне 4—6 м/с, т. е. сравнительно невелики. На оптимум  $w_r$  существенно влияет рост полезной работы газовой части по мере снижения скорости газов. При заданном объемном расходе газов  $G_r v_r$  низкие значения  $w_r$  позволяют увеличить живое сечение в ГВП, уменьшив число труб по глубине пучка  $z_2$ , определяющее уровень местных сопротивлений. Резко снижается при этом и динамический напор  $\rho w_r^2/2$ . В то же время поверхность ГВП через коэффициент теплопередачи связана с  $w_r$  примерно гиперболической зависимостью. Наибольшая интенсивность ее снижения при росте  $w_r$  до значений 5—6 м/с.

При большем числе часов работы в году большее значение будет иметь и недовыработка энергии газовой турбиной из-за повышенных сопротивлений на выходе, поэтому  $w_r^{\text{опт}}$  снижается по мере удлинения годовой кампании ГВП.

Нахождение комплексного оптимального решения по минимальному температурному напору и скорости газов облег-

чено, поскольку, как указывалось,  $\Delta t_m$  не влияет на  $w_r^{\text{опт}}$ . Необходимо лишь выбрать по рис. 8.9 для заданного числа часов работы оптимальную скорость газов и затем по графику  $\Delta t_m^{\text{опт}} = f(w_r)$  определить соответствующее оптимальное значение температурного напора.

Такое графическое решение приводит к следующим результатам:

$$\tau_p = 1000 \text{ ч/год}; \Delta t_m^{\text{опт}} = 58^\circ \text{ C}; w_r^{\text{опт}} = 5,4 \text{ м/с};$$

$$\tau_p = 1500 \text{ ч/год}; \Delta t_m^{\text{опт}} = 40^\circ \text{ C}; w_r^{\text{опт}} = 4,8 \text{ м/с};$$

$$\tau_p = 3000 \text{ ч/год}; \Delta t_m^{\text{опт}} = 25^\circ \text{ C}; w_r^{\text{опт}} = 3,7 \text{ м/с}.$$

## 8.2. РЕЖИМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЭЦ, ГЭС И АЭС ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ

В смешанных энергосистемах, включающих ТЭЦ, ГЭС и АЭС, возникают специфические особенности покрытия неравномерных графиков электрических нагрузок. Это касается как теплоэлектроцентралей, предназначенных обеспечивать заданный отпуск тепла потребителям, так и гидроэлектростанций, суточная выработка электроэнергии которыми ограничена естественным притоком и запасами воды. Рассмотрим более подробно эти особенности.

**Возможности расширения регулировочного диапазона ТЭЦ.** При сложившихся соотношениях затрат на ядерное и органическое топливо, а также в условиях дефицита маневренности АЭС в ряде случаев экономически целесообразной оказывается глубокая разгрузка ТЭЦ на органическом топливе, приводящая к общему снижению его потребления. Такая разгрузка с осуществлением отпуска тепла потребителям из энергетических либо пиковых котлов находит реализацию и в практике эксплуатации известна под названием принудительной.

При разгрузке турбины по электрической мощности за счет уменьшения подачи свежего пара в голову турбины возникает необходимость компенсировать недостающий отпуск тепла в отборах. С этой целью осуществляют регулирование свежего пара через РОУ. Таким образом, в системе из ТЭЦ и АЭС следует сравнивать разгрузку ТЭЦ путем частичного или даже полного перехода от комбинированной выработки электроэнергии и тепла к отдельной, с одной стороны, со снижением нагрузки АЭС, с другой.

Рассмотрим принудительную разгрузку турбины типа Т (с одним отопительным отбором). Очевидно, такая задача возникает, когда в процессе предыдущей разгрузки ограничением конденсационного пропуска пара было достигнуто предельное значение  $D_k = D_k^{\text{min}}$ . Дальнейшая разгрузка осуществляется дросселированием и охлаждением (путем впрыска воды) части свежего пара  $\Delta D_{\text{роу}}$  до заданных давления и температуры

в отборе и направлением вторичного пара в количестве  $\Delta D_T$  в обвод турбины к теплофикационным бойлерным установкам. При этом снижается расход топлива на  $\Delta B_0$  в котельном агрегате из-за снижения расхода пара  $\Delta D_B$ . Если таким путем обеспечивается снижение электрической мощности  $\Delta N_{пр}$ , то связь между названными величинами видна из известных соотношений, следующих из материальных и тепловых балансов РОУ, турбоустановки и котельного агрегата:

$$\Delta D_{РОУ} = \Delta D_T / \left[ 1 + \varphi \frac{h_1 - h_2}{h'_2 - h_B + \varphi (h_2 - h'_2)} \right] = \Delta D_T / (1 + \varphi z); \quad (8.17)$$

$$\Delta N_{пр} = \Delta D_T \frac{\left( h_1 - h_T - \sum_{j=1}^n \alpha_j h_{Tj} \right)}{1 - \sum_{j=1}^n \alpha_j} \eta_{м2} = \Delta D_T v_T; \quad (8.18)$$

$$\Delta B_0 = \Delta D_T \left( \frac{1}{1 - \sum \alpha_j} - \frac{1}{1 + \varphi z} \right) (h_0 - h_{п.в}) / Q_H^p \eta_{к.а} = \Delta D_T v_{к.а}, \quad (8.19)$$

где  $\varphi$  — коэффициент, учитывающий долю воды, не испаряющейся в охладителе и сливаемой в дренажную систему,  $\varphi = 0,65 \div 0,7$ ;  $h_1, h_2$  — энтальпии первичного и вторичного пара, кДж/кг;  $h'_2$  — энтальпия кипящей воды при давлении вторичного пара, кДж/кг;  $h_B$  — энтальпия охлаждающей воды, кДж/кг;  $h_T$  — энтальпия пара в отборе, кДж/кг;  $h_{п.в}$  — энтальпия питательной воды, кДж/кг;  $\eta_{м2}, \eta_{к.а}$  — электромеханический КПД турбоустановки и КПД котлоагрегата;  $Q_H^p$  — теплота сгорания условного топлива, кДж/кг;  $\sum_{j=1}^n \alpha_j h_{Tj}$  — удельная недовыработка с паром регенеративных потоков из головной части турбины до отбора тепловому потребителю, кДж/кг.

При снижении нагрузки на АЭС в те же периоды года и на ту же общую величину мощности  $\sum \Delta N_{пр}$  также снижается расход топлива. Экономически эффективен тот из альтернативных вариантов, где снижение затрат на топливо будет наибольшим. При расположении ТЭЦ в городской черте, особенно при использовании низкокачественных, плохих в экономическом отношении топлив и в неблагоприятных погодноклиматических условиях, необходимо учитывать дополнительный эффект от снижения вредных выбросов в атмосферу от ТЭЦ. В общем случае по знаку разности затрат  $\Delta Z$  могут быть обоснованы общая целесообразность разгрузки АЭС и ее оптимальный уровень:

$$\Delta Z = \tau \left\{ C_{г.т} \sum_{j=1}^m \frac{\Delta N_{прj}}{v_j} v_{к.аj} + 3_{ТЭЦ}^ж - \frac{C_{я}}{24B} \times \right.$$

Рис. 8.10. Изменение затрат на топливо при альтернативной разгрузке ТЭЦ (штриховая линия) и АЭС (сплошные линии)

$$\times \frac{\left[ N_0 \eta_{\min} - \left( N_0 - \sum^m \Delta N_{\text{пр}j} \right) \eta_0 \right]}{\eta_0 \eta_{\min}} \left. \right\}, \quad (8.20)$$

где  $z_{\text{ТЭЦ}}^{\text{эк}}$  — снижение экологического ущерба в расчете на единицу времени работы ТЭЦ на пониженном уровне мощности, руб/(кВт·год);  $\eta_0$ ,  $\eta_{\min}$  — базовое и режимное значение КПД энергоблока АЭС (для

небольшого диапазона разгрузки  $\eta_{\min} = \eta_0 - 0,033 \sum^m \Delta N_{\text{пр}j}$ ).

Вышеприведенные уравнения могут быть решены на ЭВМ с использованием упрощенных уравнений термодинамического состояния пара и воды.

На рис. 8.10 приведены результаты расчета уменьшения затрат на топливо от снижения нагрузки на ТЭЦ и АЭС при следующих исходных условиях:

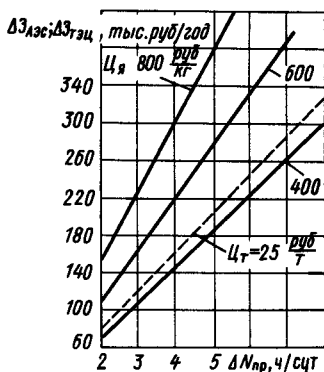
состав оборудования ТЭЦ:  $2 \times \text{T-110/120-130} + \text{TГМЕ 464} + \text{T-110/120-130} + \text{TГМ 96} + \text{РОУ}$ ;

состав оборудования АЭС: К-1000/60-1500 + ВВЭР-1000. Разгрузка осуществляется на 90 МВт в обоих случаях.

Как видно из рисунка, снижение затрат при разгрузке ТЭЦ без учета снижения экологического ущерба в прилегающих городских районах при стоимости топлива 25 руб/т может оказаться выше, чем на АЭС при  $C_{\text{я}} = 400$  руб/кг. Однако существует диапазон исходных условий, когда разгрузка АЭС оказывается выгоднее.

Правильный выбор способа прохождения минимальных нагрузок в смешанной системе ТЭЦ—АЭС при длительности ежесуточных минимумов нагрузки 5—6 ч может дать экономию до 400 тыс. руб. в год в пересчете на каждые 100 МВт снижения мощности.

**Режимы использования ГЭС.** Совместная работа атомных и гидравлических электростанций в одной энергетической системе налагает специфические особенности на режимы их использования. Эти особенности обусловлены прежде всего способностью ГЭС сбрасывать суточный запас воды за продолжительность, меньшую чем 24 ч. Наименьшее время сбрасывания суточного запаса воды  $\tau_n$  определяется как отношение ее суточного расхода  $w_{\text{сут}}$  к максимально возможному часовому расходу воды через гидротурбины. Вполне очевидно, что возможности привлечения гидроэлектростанций к работе в переменной части графика электрических нагрузок будут



в регулировании нагрузки исключается. Задаваемый суточный расход воды обуславливается как ее притоком, так и возможным сезонным накоплением в водохранилищах. Режимы работы гидроэлектростанций должны рассматриваться в годовом разрезе с учетом сезонных накоплений и срабатываний запасов воды, а также наличия каскада гидроэлектростанций на одном стоке. Рассматривая поставленную задачу применительно к суточным режимам загрузки электростанций,

введем ограничивающее уравнение расхода воды  $w_{\text{сут}} = \sum_{v=1}^{24} w_j$ , где  $w_j$  — часовой расход воды через гидротурбины. Суточный график загрузки гидроагрегатов должен при этом обеспечивать минимум расхода топлива в энергосистеме. Это достигается увеличением загрузки гидроэлектростанции в часы повышения относительных приростов расходов топлива в энергосистемах, приходящихся, как правило, на период максимальных электрических нагрузок. Решение этой задачи при наличии ряда ограничивающих условий приобретает специфические особенности и требует разработки специального математического аппарата. Для выполнения оптимизационных расчетов градиентным методом рассмотрим особенности определения вектора-градиента (оптимального соотношения приращений по нагрузке  $\delta N$  каждой электростанции) применительно к рассматриваемым условиям. Вполне очевидно, что запись в математической форме функции Лагранжа зависит от структуры рассматриваемой энергосистемы и вида существующих ограничений, принимаемых в виде равенств и определяющих текущее суточное потребление электроэнергии, а также суммарный суточный расход воды на гидроэлектростанциях. Для системы с одной гидроэлектростанцией такими ограничивающими уравнениями будут:

$$\sum_{i=1}^n \delta N_i (1 - \beta_i) = 0; \quad (8.21)$$

$$\sum_{j=1}^{24} \delta w_j = 0; \quad (8.22)$$

$$h^2 = \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=1}^n \delta N_{ij}^2, \quad (8.23)$$

где  $\beta_i$  — относительные потери энергии в линиях электропередачи от рассматриваемой электростанции;  $H$  — произвольно принимаемое значение шага переменных.

Для энергосистемы, состоящей из  $n$  электростанций, включая одну ГЭС, приращения функции Лагранжа  $\Delta F$ , вызванные соответствующими изменениями мощности  $\delta N$ , можно представить:

$$\Delta F = \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=2}^n \delta B_{ij} - \sum_{j=1}^{24} \lambda_j \sum_{i=1}^n \delta N_{ij} (1 - \beta_i)_j -$$

$$-\lambda \left( H^2 - \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=1}^n \delta N_{ij}^2 \right) + \lambda_j \sum_{j=1}^{24} \delta w_j. \quad (8.24)$$

Для простейшего случая, когда располагаемый напор ГЭС не зависит от перераспределения ее нагрузок по часам суток (высоконапорная ГЭС), для определения множителей Лагранжа можно использовать приведенные в [49] зависимости. В наиболее общем случае с учетом зависимости относительных приростов расходов воды от нагрузок для определения множителей Лагранжа  $\lambda_f$ ,  $\lambda$ ,  $\lambda_r$  и приращений мощности  $\delta N_{ij}$  в направлении максимального убывания функции составим систему уравнений из ее производных (при этом  $\partial \delta N_{ij} = \partial N_{ij}$  и  $\partial \Delta B_{ij} = \partial B_{ij}$ ):

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Delta F}{\partial (\delta N_1)_1} &= -\lambda_1 (1 - \pi_1)_1 + 2\lambda (\delta N_1)_1 + \lambda_r \omega_1 = 0; \\ \frac{\partial \Delta F}{\partial (\delta N_1)_1} &= (b_2)_1 - \lambda_1 (1 - \pi_2)_1 + 2\lambda (\delta N_2)_1 = 0; \\ &\dots\dots\dots \\ \frac{\partial \Delta F}{\partial (\delta N_1)_1} &= (b_2)_1 - \lambda_1 (1 - \pi_2)_1 + 2\lambda (\delta N_2)_1 = 0; \\ &\dots\dots\dots \\ \frac{\partial \Delta F}{\partial (\delta N_1)_j} &= -\lambda_i (1 - \pi_1)_j + 2\lambda (\delta N_1)_j + \lambda_r \omega_j = 0; \\ \frac{\partial \Delta F}{\partial (\delta N_2)_j} &= (b_2)_j - \lambda_i (1 - \pi_2)_j + 2\lambda (\delta N_2)_j = 0; \\ &\dots\dots\dots \\ \frac{\partial \Delta F}{\partial (\delta N_1)_{24}} &= -\lambda_{24} (1 - \pi_1)_{24} + 2\lambda (\delta N_1)_{24} + \lambda_r \omega_{24} = 0; \\ \frac{\partial \Delta F}{\partial (\delta N_2)_{24}} &= (b_2)_{24} - \lambda_{24} (1 - \pi)_{24} + 2\lambda (\delta N_2)_{24} = 0; \\ &\dots\dots\dots \\ \frac{\partial \Delta F}{\partial (\delta N_n)_{24}} &= (b_n)_{24} - \lambda_{24} (1 - \pi_{24}) + 2\lambda (\delta N_n)_{24} = 0, \end{aligned} \right\} \quad (8.25)$$

где  $b_i = \partial (\delta N_i \beta) / \partial \delta N_i$  — относительный прирост расхода топлива, кг/(кВт · ч);  $\omega_i = \partial \delta w_j / \partial \delta N_j$  — относительный прирост расхода воды, м<sup>3</sup>/(кВт · ч);  $\pi_i = \partial \delta \pi_i / \partial \delta N_i$  — относительный прирост потерь энергии в линиях электропередачи.

Из уравнений (8.25) определим соответствующие приращения мощности каждой электростанции по часам суток:

$$\left. \begin{aligned} (\delta N_1)_1 &= \frac{\lambda_1(v_1)_1 - \lambda_r \omega_1}{2\lambda}; & (\delta N_2)_1 &= \frac{\lambda_1(v_2)_1 - (b_2)_1}{2\lambda} \dots; \\ (\delta N_n)_1 &= \frac{\lambda_1(v_n)_1 - (b_n)_1}{2\lambda}; \\ \dots\dots\dots \\ (\delta N_1)_j &= \frac{\lambda_j(v_1)_j - \lambda_r \omega_1}{2\lambda}; & (\delta N_2)_j &= \frac{\lambda_j(v_2)_j - (b_2)_j}{2\lambda}; \\ (\delta N_n)_j &= \frac{\lambda_j(v_n)_j - (b_n)_j}{2\lambda}; \\ (\delta N_1)_{24} &= \frac{\lambda_{24}(v_1)_{24} - \lambda_r \omega_{24}}{2\lambda}; & (\delta N_2)_{24} &= \frac{\lambda_{24}(v_2)_{24} - (b_2)_{24}}{2\lambda}; \\ (\delta N_n)_{24} &= \frac{\lambda_{24}(v_n)_{24} - (b_n)_{24}}{2\lambda}. \end{aligned} \right\} \quad (8.26)$$

Здесь  $v_{ij} = (1 - \pi_{ij})$ .

В соответствии с уравнением (8.21), используя зависимости (8.26), для каждого часа суток можно записать:

$$\lambda_f \sum_{i=1}^n [v_i(1 - \beta_i)]_f - \lambda_r \omega_j(1 - \beta_i)_j - \sum_{i=2}^n [b_i(1 - \beta_i)]_j = 0.$$

Обозначив  $\sum_{i=1}^n [v_i(1 - \beta_i)]_j = n_j \psi_j$  и решив полученное уравнение относительно  $\lambda_f$ , получим

$$\lambda_f = \lambda_r \frac{\omega_j}{\psi_j} + \frac{n_j - 1}{n_j} b_j^*. \quad (8.27)$$

В этом уравнении

$$\psi_{ij} = \frac{1}{\psi_j} (1 - \beta_i)_j;$$

$$b_j^* = \frac{1}{n_j - 1} \sum_{j=2}^n [b_i(1 - \beta_i)]_j;$$





$$v_{ij}=1; \psi_{1j}=1; b_j^*=b_j.$$

Более сложным оказывается решение поставленной задачи в условиях участия нескольких ГЭС в выработке электрической энергии. Рассматриваемые ГЭС могут либо работать в одном каскаде, либо иметь независимые характеристики. Соответствующие разработки для определения вектора-градиента в этом случае приведены в [49]. Выполненные расчеты по приведенной методике показывают, что при наличии свободного регулировочного диапазона ГЭС должна обеспечивать максимальный отпуск электроэнергии в часы с наибольшими относительными приростами расхода топлива в энергосистеме. Эти часы совпадают с максимальными нагрузками электропотребления. Характерный график суточной загрузки Саратовской ГЭС в один из зимних месяцев года приведен на рис. 8.11. При таких графиках загрузки обеспечивается максимальная экономия топлива в энергосистеме и создаются условия базисной загрузки оборудования АЭС.

**Принципы использования регулировочного диапазона АЭС.** Наличие определенных разгрузочных способностей энергоблоков АЭС с ВВЭР, как уже отмечалось, не означает однозначной необходимости их реализации. В действующих энергосистемах смешанной структуры, в особенности при наличии ГЭС и ГАЭС, последние выступают как конкурирующие альтернативные варианты обеспечения прохождения минимальных нагрузок.

Это должно учитываться также при выборе оптимальной стратегии развития энергосистем, где в перспективе также разгрузке АЭС существует подобная альтернатива.

Ранее (см. § 7.5) показаны возможности увеличения регулировочного диапазона энергоблока АЭС с ВВЭР во времени топливного цикла. Это может быть, например, достигнуто, как показано в предложениях ИАЭ им. И. В. Курчатова, правильным выбором конфигурации суточного или недельного цикла прохождения провала нагрузки.

Так, на рис. 8.12 приведено схематичное обоснование роста минимально обеспечиваемого и среднего за кампанию регулировочного диапазонов  $\bar{N}_{\text{per}}$  АЭС при увеличении числа блоков на станции от 1 до 4 (рис. 8.12, а) и их маневренных возможностей по условиям активной зоны реакторов (рис. 8.12, б).

Зависимости  $\bar{N}_{\text{per}}=f(\bar{\tau})$  для упрощения анализа линеаризованы (линии  $k, l, m, n$ ) и иллюстрируют случай, когда регулировочный диапазон 100% мощности каждого из рассматриваемых однотипных ВВЭР с разноочередными во времени частичными перегрузками обеспечивается в течение половины (рис. 8.12, а) или 75% всей кампании одной загрузки (рис. 8.12, б).

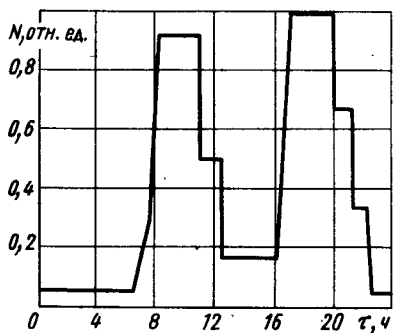


Рис. 8.11. Характерный суточный график загрузки крупной ГЭС (на январь 1983 г.)

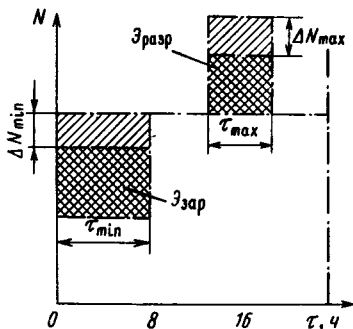


Рис. 8.13. «Вытеснение» разрядной мощности ГАЭС при расширении регулировочного диапазона АЭС (суточный цикл аккумулярования)

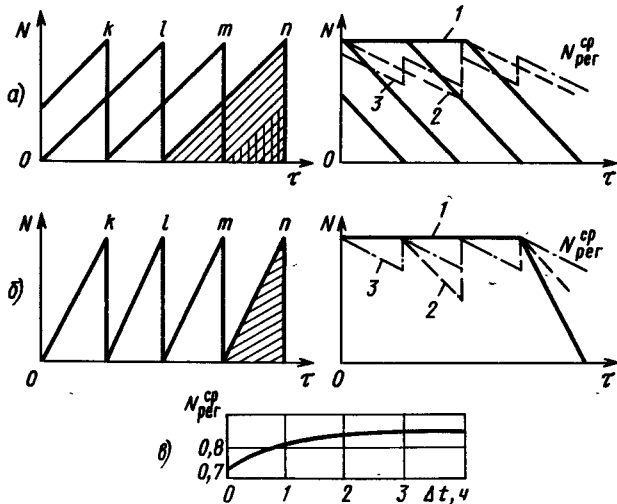


Рис. 8.12. К определению среднего допустимого диапазона разгрузки по группе реакторов типа ВВЭР с равноочередными во времени частичными перегрузками топлива:

а—исходный допустимый регулировочный диапазон реактора (мгновенная разгрузка); 1—диапазон реактора  $n$ ; 2—диапазон реакторов  $n$  и  $l$ ; 3—диапазон реакторов  $n, l, m, k$ ; б—повышенный регулировочный диапазон (разгрузка в течение 4 ч); в—рост среднего регулировочного диапазона при разном времени разгрузки

Из сравнения этих рисунков видно, что среднее значение диапазона регулирования по АЭС ощутимо возрастает при увеличении маневренных характеристик активной зоны реакторов. Так, при росте продолжительности сброса нагрузки от 0 до 4 ч величина  $\Delta \bar{N}_{\text{рег}}^{\text{ср}}$ , средняя по группе энергоблоков с ВВЭР,

возрастает в связи с уменьшением отравления реакторов от 75 до 82,5%  $N_{\text{ном}}$  (рис. 8.12, в).

Эффект от ежесуточной разгрузки блоков АЭС в энергосистеме определим в сравнении с наиболее вероятным альтернативным вариантом — сооружением ГАЭС. На рис. 8.13 изображен примерный суточный цикл работы такой станции.

Если допустима более глубокая разгрузка АЭС на величину  $\Delta N_{\text{пер}}$ , то «вытесняется» такая же регулировочная мощность ГАЭС, равная суммарному снижению ее зарядной и разрядной мощностей  $\Delta N_{\text{пер}} = \Delta N_{\text{мин}} + \Delta N_{\text{макс}}$ . Капитальные затраты в ГАЭС оцениваются по разрядной мощности

$$\Delta K_{\text{ГАЭС}} = \Delta N_{\text{макс}} k_{\text{уд}}^{\text{ГАЭС}}.$$

Вместе с тем потребуется дополнительный ввод АЭС для компенсации снижения мощности ГАЭС (в период разряда верхнего водохранилища)

$$\Delta K_{\text{АЭС}} = \Delta N_{\text{макс}} k_{\text{уд}}^{\text{АЭС}}.$$

При заданном  $\Delta N_{\text{пер}}$  величины  $\Delta N_{\text{мин}}$  и  $\Delta N_{\text{макс}}$  могут быть найдены из соотношения

$$\frac{\Delta N_{\text{мин}}}{\Delta N_{\text{макс}}} = \frac{\tau_{\text{макс}}}{\tau_{\text{мин}} \eta_{\text{ГАЭС}}} = x,$$

откуда

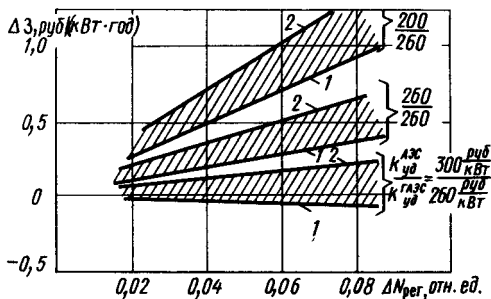
$$\Delta N_{\text{мин}} = \Delta N_{\text{пер}} \frac{x}{1+x}; \quad \Delta N_{\text{макс}} = \Delta N_{\text{пер}} / (1+x).$$

В расчетах эффективности ГАЭС обычно принимают:  $\eta_{\text{ГАЭС}} = \eta_{\text{т}}^y$ ,  $y=2$ , где  $\eta_{\text{т}}$  — КПД обратимой гидротурбины. В связи с низким значением  $\eta_{\text{ГАЭС}}$  (0,65—0,75) при снижении мощности ГАЭС наблюдается экономия топливных затрат в системе из-за уменьшения низкоэкономического потребления энергии ГАЭС в период зарядки. Вместе с тем разгрузка АЭС приведет к увеличению затрат из-за ухудшения тепловой и особенно общей экономичности. Окончательное сопоставление можно провести по разности изменений приведенных затрат в конкурирующие варианты: «маневренная АЭС» и «ГАЭС + АЭС»:

$$\Delta Z = m \text{Ц} \tau_{\text{мин}} \left[ (N_{\text{исх}} - \Delta N_{\text{пер}}) \Delta b_{\text{уд}} - \Delta N_{\text{пер}} \frac{x}{1+x} b_{\text{уд}}^0 (1 - \eta_{\text{ГАЭС}}) \right] + \left( \frac{1}{T_{\text{н}}} + p_a \right) \frac{\Delta N_{\text{пер}}}{1+x} (k_{\text{уд}}^{\text{АЭС}} - k_{\text{уд}}^{\text{ГАЭС}}). \quad (8.32)$$

Здесь  $b_{\text{уд}}^0$ ,  $\Delta b_{\text{уд}}$  — удельный расход ядерного топлива в эквиваленте условного топлива АЭС и его изменение (рост) при снижении нагрузки АЭС, кг/(кВт·ч); Ц — расчетная сто-

Рис. 8.14. Экономия и перерасход приведенных затрат по системе ГАЭС—АЭС от реализации регулировочного диапазона АЭС:  
1— $C_r=3,5$  руб/т; 2— $C_r=7$  руб/т



имость горючего на АЭС в эквиваленте условного топлива, руб/т;  $m$  — число суток работы ГАЭС в году.

В примерных расчетах принято:

$(1/T_n + p_a) = 0,25$ ;  $k_{уд}^{ГАЭС} = 260$  руб/кВт;  $k_{уд}^{АЭС} = 200, 260$  и  $300$  руб/кВт;  $\eta_{ГАЭС} = 0,65$ ;  $\tau_{max} = (3 \div 4)$  ч/сут;  $C_r = 3,5 \div 7$  руб/т;  $\tau_{min} = (6 \div 8)$  ч/сут;  $m = 300$  сут.

Повышение минимального обеспечиваемого регулировочного диапазона обусловлено, во-первых, ростом числа блоков с ВВЭР (в пределах станции или системы) с равномерным разнесением во времени частичных перегрузок; во-вторых, ростом той части кампании, когда допускается полное маневрирование мощностью. Эффективность реализации повышения маневренных свойств АЭС в энергосистеме рассчитывалась в обоих случаях по (8.32). Результаты расчетов представлены на рис. 8.14.

Из рисунка видно, что основное влияние на результаты сопоставления оказывают стоимости установленного 1 кВт АЭС и ГАЭС.

Вариант покрытия пиковой части графика ГАЭС эффективнее, чем ввод АЭС с расширенным диапазоном регулирования, только при отношении  $k_{уд}^{АЭС}/k_{уд}^{ГАЭС} \geq 1,15$  и при  $C_r \leq 3,5$  руб/т. Вместе с тем в других случаях экономия приведенных затрат от вытеснения дорогостоящей и низкоэкономичной ГАЭС может достигнуть 19 млн. руб. в год по системе ГАЭС—АЭС с блоком АЭС 1000 МВт.

Приведенная методика сравнения маневренных АЭС и ГАЭС и результаты предварительных иллюстративных расчетов, на наш взгляд, обосновывают необходимость более детального изучения стоимостных показателей и ожидаемых циклов аккумулирования. Учет затрат в обеспечение заданного экологического эффекта в варианте с ГАЭС может дополнительно повлиять на результаты сравнения в пользу АЭС. В приведенном выше примере перегрузки реакторов ведутся «вразбежку», и в течение года регулировочный диапазон не снижается до дефицитных значений.

Выбирая пути прохождения систематических провалов нагрузки, следует ориентироваться на наиболее тяжелые условия в энергосистеме. Для АЭС с ВВЭР, в случае преимущественных

перегрузок реакторов в весенне-паводковый и летний периоды, в зимний и весенний периоды года регулировочный диапазон может оказаться на уровне 15—20%, т. е. ниже требуемого (см. подробнее § 1.3). Предложенная методика оценки целесообразности расширения регулировочного диапазона АЭС с ВВЭР позволяет находить правильные решения и в этих ситуациях.

### 8.3. ПОТРЕБИТЕЛИ-РЕГУЛЯТОРЫ В СХЕМЕ И ВНЕ АЭС

**Водородные надстройки на АЭС.** В условиях опережающего развития АЭС решение проблемы покрытия неравномерной части графика электрической нагрузки может осуществляться не только рассмотренными выше методами, но и созданием системы потребителей энергии—регуляторов нагрузки [111]. График их работы должен быть полностью или частично подчинен интересам энергосистем и способствовать повышению эффективности их работы. В [4] дана подробная характеристика основных видов типов потребителей-регуляторов. Эффективность ряда таких потребителей: тепловых аккумуляторов на АЭС, гидроаккумулирующих электростанций—анализировалась выше. Здесь рассмотрим два иных пути выравнивания графиков нагрузки: электролиз воды с получением водорода и электротеплоснабжение, реализуемые во внепиковый период.

Вопросы внепикового получения водорода на АЭС электролизом воды с последующим его использованием на АЭС или вне ее сегодня являются достаточно хорошо исследованными, но вместе с тем еще не получившими окончательного решения.

В связи с показанной ранее (см. гл. 5) возможностью форсировки энергоблоков АЭС с ВВЭР, применение водородной надстройки в качестве потребителя-регулятора и источника дополнительной пиковой мощности здесь особенно заманчиво.

Под водородной надстройкой обычно понимается специальная общестанционная или индивидуальная блочная система получения во внепиковое время, хранения и сжигания в пиковый период водорода. Различное конструктивное выполнение таких систем и их термодинамические аспекты освещены, например, в работе [111]. Рассмотрим схему [24], представленную на рис. 8.15. В провальные часы графика нагрузки электроэнергия расходуется на электролиз воды в блоке электролизеров. Полученные и запасенные водород и кислород расходуются в часы пик для сжигания в водородном котле-пароперегревателе, куда направляют пар промежуточной системы турбоустановки и воду, отделившуюся в сепараторе для перегрева, одновременно прекращают подачу свежего пара в паро-паровой



3, коп/(кВт·ч)

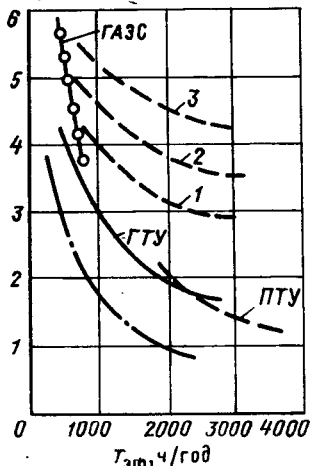


Рис. 8.16. Сравнительные затраты на производство пиковой энергии на АЭС с водородной надстройкой (штриховые линии), на АЭС с форсировкой (штрихпунктирная линия), на ГАЭС; ГТУ и ПТУ

1 —  $\Pi_{\text{хр}} = 0,5$  коп/(кВт·ч); 2 —  $\Pi_{\text{хр}} = 1,0$  коп/(кВт·ч); 3 —  $\Pi_{\text{хр}} = 1,5$  коп/(кВт·ч)

взрывоопасностью водорода существуют и сопутные вопросы «переноса воды» одновременно с передачей водорода к потребителю и восполнения кислорода атмосферы на месте потребления водорода.

Продуктом сгорания водорода в кислороде является перегретый пар, являющийся рабочим телом турбоустановок АЭС. Из этой важнейшей особенности следует [63, 111], во-первых, что передача тепла от топлива к рабочему телу будет осуществляться наиболее эффективно путем смешения продуктов сгорания (водяного пара высокой температуры) с рабочим телом (водяным паром). При этом температура и давление продуктов сгорания на выходе оказываются равными температуре и давлению в конденсаторе и потери эксергии топлива минимальны. Во-вторых, водород, полученный электролизом, как дорогостоящее топливо следует использовать на максимальном температурном уровне — для начального или промежуточного перегрева пара.

Эти общеизвестные положения были учтены при разработке схемы АЭС с ВВЭР и водородной надстройкой [23, 24]. В [111] для наиболее рациональных схем использования водорода проведена приближенная оценка приведенных затрат на электроэнергию, производимую в переменной части графиков нагрузки. Расчеты выполнены при исходных данных: приведенные затраты на производство водорода и кислорода электролизом воды 100 руб/т [1,23 коп/(кВт·ч)]; затраты на хранение водорода и кислорода по различным схемам  $\Pi_{\text{хр}}$  равны 0,5; 1,0 и 1,5 коп/(кВт·ч); удельные капиталовложения в установки для производства электроэнергии в переменной части графика (в пиковую водородную надстройку) 65—75 руб/кВт, КПД использования водорода  $\eta = 0,7$ . Результаты расчетов приведены на рис. 8.16 в сопоставлении с альтернативными источниками пиковой электроэнергии и показывают, что для принятых данных внепиковое производство и использование водорода на АЭС менее эффективны сегодня, чем другие пути регулирования графиков нагрузки.

Отмечают обычно, что дополнительными факторами снижения стоимости электролизного водорода  $C_{H_2}$  могут явиться побочные продукты: кислород и тяжелая вода. Реализация кислорода по разным данным способствует снижению  $C_{H_2}$  на 5—20 руб/т. Если оценивать реализацию  $D_2O$  по 160 руб/кг, то  $C_{H_2}$  возможно снизить еще на 35—40 руб/т.

Так, в Канаде выполнены проработки комплекса с ядерным реактором CANDU и униполярными электролизерами для производства водорода и тяжелой воды для тяжеловодных ядерных реакторов. Отмечается, что такой способ извлечения тяжелой воды будет требовать вдвое меньше капитальных затрат, чем установка ионного разделения.

Наличие относительно дешевого водорода открывает путь внедрению электрохимических генераторов (ЭХГ). КПД таких генераторов, теоретически равный 100%, уже в опытных установках достигал 80%.

Поскольку нет принципиальных ограничений на предельную мощность установок с электрохимическими генераторами, а их КПД слабо зависит от выходной мощности, то перспективным становится модульный принцип построения пиковых станций с ЭХГ.

**Внепиковое электротеплоснабжение.** Значительные возможности выравнивания графиков нагрузки можно реализовать при использовании внепиковой электроэнергии для целей электротеплоснабжения. Создание электрокотельных в сочетании с системами суточного аккумулирования тепла позволяет бесперебойно обеспечивать теплоэнергией потребителей, не увеличивая максимума нагрузок в энергосистеме.

Наибольший экономический эффект от реализации таких решений достигается прежде всего в сельском хозяйстве с низким уровнем механизации подготовки к сжиганию топлива и острым дефицитом трудовых резервов.

Интенсификация сельскохозяйственного производства, скорейшее выполнение Продовольственной программы, постоянное улучшение условий быта сельского населения приводят к необходимости наращивания теплогенерирующих мощностей в сельской местности. Вместе с тем программа широкого ввода АЭС заставляет по новому взглянуть на обоснование рациональных вариантов теплоснабжения.

Альтернативой сооружению котельных на различных видах топлива при этом является электротеплоснабжение, т. е. установка электрокотлов или электроподогревательных устройств прямого действия у потребителя.

В любом случае электроснабжение позволяет улучшить коэффициент использования мощности АЭС, что существенно для улучшения показателей их работы. В 70-е годы было проведено комплекс исследований по эффективности электротеп-



лоснабжения сельских потребителей Саратовской области во внепиковые периоды суток. Уже в тот период для электростанций Саратовэнерго характерными были частые режимы ночного дросселирования пара и принудительной разгрузки ТЭЦ, особенно в зимнее время. Были обоснованы расчетным путем условия эффективности применения систем электротеплоснабжения по внепиковому графику для наиболее характерных по труднодоступности и удаленности потребителей сельской местности.

Методические разработки этих исследований могут быть применены и теперь в новых условиях, когда в энергосистеме вводятся мощности АЭС. Более дешевая электроэнергия от АЭС, отпускаемая по сниженным тарифам во внепиковый период, существенно расширяет сферу целесообразности сельского электротеплоснабжения. Добавим, что, как отмечалось, дополнительными преимуществами электродотельных являются: сокращение эксплуатационного персонала, повышенные возможности автоматизации, улучшение санитарно-бытовых условий.

Для производственных нужд сельского хозяйства в настоящее время установлен ночной тариф 1 коп/(кВт·ч) [44]. Этот тариф не исключает целесообразность применения электроэнергии для тепловых нужд в сельском хозяйстве. Но при тарифе 1 коп/(кВт·ч) на электроэнергию, отпускаемую в точное время, электродотельные такого типа, по мнению некоторых экономистов-энергетиков [44], будут использоваться только в том случае, если их сооружением будут заниматься энергосистемы, а не собственно потребители.

При таком тарифе на ночную электроэнергию в бытовом секторе затраты населения на электроэнергию, используемую для горячего водоснабжения несколько выше в сравнении с затратами на твердое топливо.

В [44] предлагается разновидность ночного тарифа, рассчитываемая на базе затрат, связанных с заполнением ночного провала графика нагрузки. Такой тариф должен быть не меньше топливной составляющей производства электроэнергии на вновь вводимых электростанциях, которые не могут снижать мощность в период ночного провала суточного графика нагрузки.

Применение этого тарифа объективно оправданно при выполнении следующих двух условий: организации автоматического контроля за временем включения и отключения электроустановок, общее количество электроустановок с таким тарифом не должно превышать по суммарной мощности избыточную мощность базисных электростанций в ночном провале.

При распространении этой разновидности тарифа на сельскохозяйственных потребителей должны быть учтены расходы

на усиление пропускной способности сетей, что должно найти отражение в повышении тарифа.

Важна также балансовая принадлежность электростанций, вырабатывающих дополнительную ночную энергию. Например, если эта энергия получается от блочных станций по цене, превышающей рассматриваемый тариф, то энергосистема будет нести неоправданные убытки. В этом случае одновременно с введением второй разновидности ночного тарифа в [44] рекомендуется организация расчетов с блочными станциями по дифференцированным тарифам с пониженной ставкой.

Критерием при обосновании варианта сельского теплоснабжения служат приведенные годовые затраты. При внепиковом электротеплоснабжении не требуется капиталовложений в новую электрогенерирующую мощность, но возрастают затраты в ядерное горючее на АЭС, в сооружение специальных, сравнительно недорогих аккумуляторов, обеспечивающих заданный отпуск тепла в часы отключения электродогревательной. В связи с этим потребуется некоторое увеличение устанавливаемой мощности электродогревателей, их трансформаторов, а иногда и питающих линий 10 кВ. Такой вариант может быть реализован лишь при существенной продолжительности периода провалов электрической нагрузки. Анализ суточных графиков нагрузки позволяет установить связь между средней продолжительностью суточного внепикового периода и величиной располагаемой при этом недогруженной мощности.

В принципе эффективность варианта теплоснабжения можно обосновать по разности приведенных затрат в их реализацию:

$$\Delta Z = Z_{\text{тв. т}} - Z_{\text{эл. к.}}$$

Приведенные затраты  $Z_{\text{тв. т}}$  при сооружении топливной котельной могут быть рассчитаны по следующей составляющей:

$$Z_{\text{тв. т}} = Z_{\text{т}}^{\text{т}} + Z_{\text{т}}^{\text{к}} + Z_{\text{т}}^{\text{с. п}} + Z_{\text{т}}^{\text{хр}} + Z_{\text{т}}^{\text{з. п}}; \quad (8.33)$$

$$Z_{\text{эл. к.}} = Z_{\text{эл}}^{\text{т}} + Z_{\text{эл}}^{\text{к}} + Z_{\text{эл}}^{\text{хр}} + Z_{\text{эл}}^{\text{з. п}}. \quad (8.34)$$

В выражениях (8.33), (8.34)  $Z_{\text{т}}^{\text{т}}$  — топливная составляющая затрат при теплоснабжении от котельной, тыс. руб./кВт·год;  $Z_{\text{т}}^{\text{к}}$  — капитальная составляющая затрат в топливную котельную, тепловые сети и вспомогательное оборудование;  $Z_{\text{т}}^{\text{с. п}}$  — составляющая затрат, связанная с расходом электроэнергии на собственные нужды котельной;  $Z_{\text{т}}^{\text{хр}}$  — составляющая, связанная с сезонным хранением топлива;  $Z_{\text{т}}^{\text{з. п}}$  — приведенная заработная плата обслуживающего персонала.

Все вышеперечисленные составляющие затрат не нуждаются в пояснениях, за исключением  $Z_{\text{т}}^{\text{хр}}$ . Эта составляющая обусловлена тем, что по условиям добычи топливо поступает

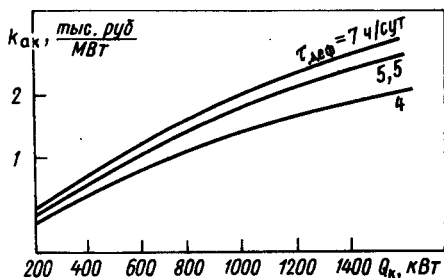


Рис. 8.17. Удельные затраты на аккумуляционную систему при различных теплопроизводительностях электродвигательной и продолжительностях пикового периода

к потребителю с разной интенсивностью в продолжении года. Этим вызвана необходимость его сезонного складирования как на

электростанции (электротеплоснабжение), так и в районе топливной котельной.

Учет этой составляющей затрат обусловлен тем, что в варианте электротеплоснабжения расход топлива оказывается значительно большим, чем при топливной котельной, а поэтому большими будут затраты на хранение.

Как уже отмечалось, при внепиковом потреблении электроэнергии исчезают капитальные затраты на ввод новых мощностей в энергосистеме и остается только топливная составляющая затрат  $Z_{эл. эн}$ , но появляются дополнительные капиталовложения в устройство автоматики отключения электроэнергии и аккумуляции тепла.

Затраты в устройство автоматического отключения электроэнергии могут приниматься равными 3—5% от общих затрат в электродвигательную.

Из-за простоты эксплуатации и сравнительной дешевизны в расчетах приняты водяные аккумуляторы. На рис. 8.17 изображена зависимость затрат в аккумуляционную систему от производительности и емкости аккумуляторов.

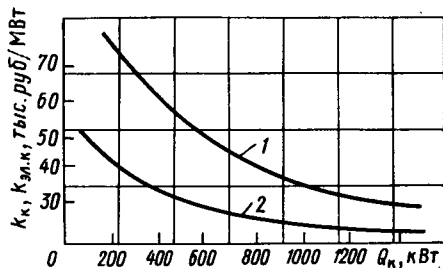
Ниже приведем наиболее важные составляющие из расчетной формулы (8.34):

$$Z_3^T = \frac{T_{эф}}{\tau_p} \left( b_{уд} \Pi_a + \frac{r_{шт} \Pi}{T_{эф}} \right);$$

$$Z_3^K = p \left( K_{эл. к} + K_{авт} + \frac{K_{элп} L_{п} + K_{гр} N_{гр} + K_{акк} V_{акк}}{Q_p} \right).$$

Здесь  $T_{эф}$  — эффективная годовая кампания электродвигательной при суточной продолжительности работы  $\tau_p$ , ч/год;  $b_{уд}$  — удельный расход ядерного горючего на отпускаемую с шин станции электроэнергию, кДж(т)/кДж(эл.);  $\Pi_a$  — стоимость ядерного топлива;  $r_{шт}$  — штатный коэффициент, ч/МВт;  $\Pi$  — средняя заработная плата обслуживающему персоналу, руб/(год · чел.);  $\eta_{эл. к}$ ,  $\eta_{эл. п}$  — тепловой КПД электродвигательной и КПД, учитывающий потери в электропередающих линиях;  $K_{эл. к} + K_{авт}$  — удельные

Рис. 8.18. Ориентировочные удельные затраты на котельную на твердом топливе и электрокотельную без затрат на линии электропередач и трансформаторы:  
1 — котельная; 2 — электрокотельная



капиталовложения в электрокотел, строительную часть, вспомогательное оборудование и на автоматизацию, тыс. руб./( $\text{кВт} \cdot \text{год}$ );  $K_{эл.к.}$  — капитальные вложения на 1 км линий электропередачи 10 кВ в сельской местности, тыс. руб./км;  $L_n$  — протяженность линий электропередачи от ближайшей имеющейся подстанции 10 кВ до электрокотельной, км;  $K_{тр}$  — капиталовложения в единицу мощности трансформаторов, тыс. руб./( $\text{кВ} \cdot \text{А}$ );  $N_{тр}$  — мощность трансформатора,  $\text{кВ} \cdot \text{А}$ ;  $Q_p$  — расчетная теплопроизводительность котельной, Гкал/ч.

На рис. 8.18 показаны удельные затраты в сравниваемых вариантах котельных при различной теплопроизводительности.

Расчеты, проведенные для случая электроснабжения электрокотельных от ТЭС на органическом топливе при сравнительно малом внепиковом суточном периоде, показали практически повсеместную невыгодность этого электротеплоснабжения. Напротив, при более низкой стоимости внепиковой энергии от АЭС и в условиях расширения длительности этого периода до 18—20 ч электроснабжение во многих случаях становится выгодным [44].

Такие результаты, по нашему мнению, должны привлечь внимание соответствующих проектирующих организаций к более детальному изучению этого вопроса в различных районах европейской части страны. Тем более что электрокотлы уже нашли применение в Литовской и Эстонской ССР. Опыт показал, что это оборудование достаточно надежно и экономично, доступно в управлении.

На 1985 г. в Литовской ССР насчитывалось свыше 60 теплоаккумуляционных установок, работающих в комплексе с внепиковыми электрокотельными. Планируется в ближайшее время довести их суммарную мощность в республике до 700 МВт. Совместно с Койшядорской ГАЭС электрокотельные будут способствовать выравниванию суточного графика нагрузки энергосистемы Литвы и обеспечению оптимальных режимов работы Игналинской АЭС.

Новой развивающейся отраслью энерготехнологии является опреснение морских соленых вод. Эффективность обеспечения водохозяйственных нужд в районах с глубокоминерализованными водными ресурсами можно существенно повысить при использовании для целей опреснения энергии атомных

электростанций во внепиковые для энергосистемы часы. По условиям радиационной безопасности для наиболее отработанной технологии многоступенчатого испарения приемлемым является внепиковое пароснабжение таких систем из отборов паротурбинных установок двухконтурных АЭС с ВВЭР. Подготовка пресной воды в промышленных масштабах также один из вероятных вспомогательных путей выравнивания графиков нагрузки АЭС.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамов А. И., Ильченко А. Т., Каекин В. С. Отпуск тепла из 1-го контура реакторов ВВЭР для покрытия пиковой тепловой нагрузки АТЭЦ: Сб. статей//Повышение надежности и эффективности ТЭС и АЭС. М.: изд. МЭИ, 1980. С. 66—77.
2. Аккерман Г., Хампель Р. Эксплуатация АЭС с водо-водяным реактором во время удлинения кампании при работе на мощностном эффекте//Теплоэнергетика. 1982. № 7. С. 71—73.
3. Алпатов А. М. Модуль «Кризис теплообмена» — подпрограмма для определения условий кризиса теплоотдачи при кипении в каналах активной зоны реактора ВВЭР при стационарных и переходных режимах//Препринт ИАЭ им. И. В. Курчатова № 9-2475. М.: изд. ИАЭ им. И. В. Курчатова, 1975. С. 37.
4. Андрущенко А. И., Аминов Р. З. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций. М.: Высшая школа, 1983. С. 255.
5. Андрущенко А. И., Лашиов В. Н. Парогазовые установки электростанций. М.: Энергия, 1965.
6. Аминов Р. З. Распределение нагрузок между энергоагрегатами методом векторного программирования//Математические модели процессов и конструкций энергетических турбомашин в системах их автоматического проектирования/ ИП МАШ АН УССР, Харьков: изд. АН УССР, 1982. С. 35—38.
7. Аминов Р. З., Гудым А. А., Аминов В. З. Принцип комплексной оптимизации параметров теплоэнергетических установок//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1983. № 2. С. 50—53.
8. Аминов Р. З. Использование АЭС для работы в переменных режимах на основе теплового аккумуляирования//Там же. 1984. № 9. С. 53.
9. Аминов Р. З., Хрусталева В. А., Редько Л. С. Расчет на ЭЦВМ графиков нагрузки энергосистем//Электрические станции. 1971. № 11. С. 6—9.
10. Аминов Р. З., Хрусталева В. А. Оптимизация начальных параметров конденсационных блоков с учетом режимных факторов//Научные обобщ. Саратов: изд. СПИ, 1971. Вып. 4. С. 109.
11. Аминов Р. З., Ларин Е. А., Хрусталева В. А. Основы методики учета надежности при выборе параметров и характеристик АЭС//Вопр. безопасности и надежности при оптимизации ядерных энергетических установок. Межвед. сб. Горьковского политехнического ин-та. 1985. С. 121—126.
12. Аминов Р. З., Хрусталева В. А., Сердобинцев А. А. Об эффективном расчетном подогреве питательной воды в условиях форсировки турбоустановок АЭС с ВВЭР//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1985. № 12. С. 58—63.
13. Аминов Р. З., Хрусталева В. А., Калугин В. Ф. Исследование форсировочных режимов работы турбоустановки К-1000-60/1500//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1983. № 4. С. 76—79.
14. Аминов Р. З., Хрусталева В. А., Доронин М. С. К выбору оптимальных начальных параметров в пиковом контуре с аккумуляторами фазового перехода (АФП)//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1981. № 6. С. 62—66.

15. Аминов Р. З., Хрусталеv В. А., Доронин М. С. Об эффективности аккумуляторов фазового перехода в схемах мощных блоков АЭС//Теплоэнергетика. 1985. № 6. С. 39—41.

16. Андреев П. А., Гринман М. И., Смолкин Ю. В. Оптимизация теплоэнергетического оборудования АЭС. М.: Атомиздат, 1979.

17. Аркадьев В. А. Режимы работы турбоустановок АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1986.

18. Арсеньев Л. В., Тырышкин В. Г. Комбинированные установки с газовыми турбинами. Л.: Машиностроение, 1982.

19. А.с. 11334228 СССР, МКИ F 01K 17/00; 13/00. Паротурбинная установка/Р. З. Аминов, М. С. Доронин//Бюлл. изобр. 1985. № 1.

20. А.с. 914645 СССР, МКИ G 21 D 5/06. Способ получения дополнительной мощности на атомной паротурбинной установке/Р. З. Аминов, В. А. Хрусталеv, А. А. Лукьянов//Бюлл. изобр. 1983. № 33.

21. А.с. 7232 СССР, МКИ F 01 K 13/00. Паротурбинная установка/Р. З. Аминов, В. А. Хрусталеv, Б. Ф. Калугин//Бюлл. изобр. 1984. № 2.

22. А.с. 106079 СССР, МКИ F 01 K 23/06. Парогазовая установка/В. А. Хрусталеv, О. И. Демидов, М. С. Доронин, С. М. Петин//Бюлл. изобр. 1983. № 46.

23. А.с. 1163681 СССР, МКИ F 01 K 23/10. Парогазовая установка/В. А. Хрусталеv, С. М. Петин, А. А. Сердобинцев, М. С. Доронин//Бюлл. изобр. 1985. № 46.

24. А.с. 936734 СССР, МКИ G 21 D 1/00. Турбинная установка атомной электростанции/В. А. Хрусталеv, О. И. Демидов, В. А. Иванов//Бюлл. изобр. 1983. № 33.

25. Береза Ю. С., Чаховский В. М. Использование АЭС с реакторами различного типа в переменной зоне графика нагрузки энергосистемы: Науч. межевз. сб. статей//Технико-экономическая оптимизация и повышение эффективности атомных электростанций. 1978. Вып. 1. С. 10—16 (Саратовский политехнич. ин-т).

26. Беркович В. М., Горохов В. Ф., Татарников В. П. О возможности регулирования мощности энергосистемы с помощью атомных электростанций//Теплоэнергетика. 1974. № 6. С. 16—19.

27. Бесчинский А. А. Перспективы использования электроэнергии для теплоснабжения//Электротеплоснабжение. М.: Энергия, 1971.

28. Болдырев В. М., Келин Г. Е., Феоктистова Л. Ф. Применение совместной работы оборудования АЭС и ГТУ для покрытия переменной части графика нагрузки энергосистем//Атомные электрические станции. М.: Энергоиздат, 1981. Вып. 4. С. 33—36.

29. Болдырев В. М., Старостенко В. И., Старостенко Н. Н. Тепловые аккумуляторы фазового перехода и перспективы их применения в схемах АЭС для покрытия переменной части графика нагрузки энергосистем//Атомные электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 1982. Вып. 5. С. 64—63.

30. Бурлаков Е. В., Калугин А. К. Топливные циклы реакторов на тепловых нейтронах//Атомная энергетика. Итоги науки и техники ВИНТИ. М.: изд. ВИНТИ, 1984. Вып. 3. С. 64.

31. Буйнов Н. Е., Каплун С. М., Попырин А. С. Учет надежности при оптимизации схем энергоблоков АЭС с ВВЭР//Атомная энергия. 1984. Т. 57. Вып. 3. С. 157—161.

32. Вертикальный прямоточный парогенератор для АЭС с ВВЭР/В. П. Глебов, В. Ф. Москвичев, Б. П. Симкин и др.//Теплоэнергетика. 1983. № 2. С. 17—20.

33. Вне реакторный контроль энергораспределения в реакторах/А. Н. Камышан, А. М. Луэнов, В. В. Мартынов и др.//Атомная техника за рубежом. 1986. № 9. С. 3—8.

34. Влияние водного режима второго контура блоков ВВЭР-440 на возможность увеличения мощности реактора/А. П. Волков, Б. А. Трофимов, Е. И. Игнатенко и др.//Теплоэнергетика. 1979. № 8. С. 41—42.

35. Влияние железоокисных образований на теплопередачу в прямоточном парогенераторе АЭС/В. П. Глебов, В. А. Таратута, В. М. Трубачев, Н. Б. Эскин//Теплоэнергетика. 1983. № 4. С. 19—23.

36. Вопросы учета надежности при выборе числа турбоустановок в энергоблоках АЭС с ВВЭР/Р. З. Аминов, В. А. Хрусталеv, М. С. Доронин и др.//Энергомашиностроение. 1985. № 7. С. 22—24.

37. Воронин Л. М. Особенности эксплуатации и ремонта АЭС. М.: Энергоиздат, 1981.

38. Гительман Л. Д. Особенности учета и планирования затрат на ядерное топливо//Электрические станции. 1981. № 3. С. 3—8.

39. Гиршфельд В. Я., Скловская Е. Г. Определение аварийной недоработки электроэнергии при технико-экономическом сопоставлении вариантов паротурбинных установок//Теплоэнергетика. 1970. № 10. С. 29—33.

40. Головин И. С., Новиков В. В. Работоспособность твэлов при изменении мощности энергетических тепловых реакторов//Атомная техника за рубежом. 1984. № 3. С. 3—13.

41. Гомин Е. А., Осипов В. Н., Тебин В. В. Аннотация программы SCOCRT//Вопр. атомной науки и техники. Сер. Физика и техника ядерных реакторов. 1985. Вып. 4. С. 52.

42. Групповые константы для расчетов ядерных реакторов/Л. Н. Абагян, И. О. Базанянц, М. Н. Николаев, А. М. Цибуля. М.: Атомиздат, 1981.

43. Деметьев Б. А. Кинетика и регулирование ядерных реакторов. М.: Энергоатомиздат, 1986.

44. Денисов В. И. Технико-экономические расчеты в энергетике: Методы экономического сравнения вариантов. М.: Энергоатомиздат, 1985.

45. Доронин М. С., Хрусталеv В. А. О выборе начальных параметров блоков АЭС с небольшим перегревом пара: Межвед. сб. ст.//Повышение эффективности и технико-экономическая оптимизация атомных электростанций. Саратов, 1984. С. 48—54.

46. Доронин Л. С., Хрусталеv В. А. К вопросу о комбинировании ГТУ и АЭС//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1985. № 8. С. 93—96.

47. Жидков К. П., Фирсин Ю. А., Хрусталеv В. А. К выбору эксплуатационного вакуума на режимах с повышенным припуском пара в конденсатор//Там же. 1986. № 9. С. 63—66.

48. Зорин В. М., Альтшуллер М. А. О выборе температурных напоров в регенеративных теплообменниках турбоустановок АЭС//Теплоэнергетика. 1976. № 2. С. 36—38.

49. Иванов В. А. Режимы мощных паротурбинных установок. Л.: Энергоиздат, 1986.

50. Игнатенко Е. И., Пыткин Ю. Н. Маневренность реакторов типа ВВЭР. М.: Энергоатомиздат, 1985.

51. Использование ядерного топлива для покрытия переменной части графика энергетической нагрузки энергосистем/А. А. Абагян, Б. Б. Батуров, В. М. Болдырев и др.//Атомные электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 1983. Вып. 6. С. 4—10.

52. Каган Б. М., Тер-Микаэлян Т. М. Решение инженерных задач на цифровых вычислительных машинах. М.: Энергия, 1964.

53. Качан А. Д., Муковозчик Н. В. Технико-экономические основы проектирования тепловых электрических станций. Минск: Вышэйша школа, 1983.

54. К выбору числа турбоустановок в мощных двухконтурных блоках АЭС с ВВЭР/Р. З. Аминов, В. А. Хрусталеv, М. С. Доронин, А. Э. Борисенков//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1984. № 2. С. 61—68.

55. К вопросу регулирования нагрузки турбогенераторов АЭС/Р. З. Аминов, В. А. Хрусталеv, О. И. Демидов, Е. В. Радченко//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1979. № 5. С. 114—116.

56. Клемин А. И., Емельянов В. С., Морозов В. Б. Расчет надежности ядерных энергетических установок. Марковская модель. М.: Энергоатомиздат, 1982. С. 20.

57. Кириллов В. Б., Лейзерович А. Ш. Характеристика маневренности влажнопаровых турбин АЭС//Теплоэнергетика. 1985. № 7. С. 21—25.

58. Киселев Г. В. Вывод из эксплуатации зарубежных АЭС//Энергетическое строительство за рубежом. 1980. № 6. С. 16—20.

59. Ключков В. И., Мирошниченко М. И., Цыбенко В. М. К вопросу о работе реакторов ВВЭР на мощностном эффекте. Десятилетний опыт эксплуатации НВАЭС. Ново-Воронежск, 1974.

60. К обоснованию характеристик промежуточного перегрева турбоустановок АЭС/В. А. Хрусталева, В. А. Остапенко, Б. А. Аркадьев, В. И. Фоменко// Теплоэнергетика. 1982. № 11. С. 30—31.

61. Крайнов Ю. А., Астахов С. А., Духовенский А. С. Результаты экспериментального исследования аксиальных ксеноновых колебаний на реакторе V блока Нововоронежской АЭС//Препринт ИАЭ им. И. В. Курчатова 3834/4. М.: изд. ИАЭ, 1983.

62. Лекслер Н. С. Опыт эксплуатации АЭС и перспектива развития ядерной энергетики Франции//Атомная энергия. 1986. Т. 61. Вып. 1. С. 10—16.

63. Малышенко С. П., Назаров О. В., Сарумов Б. А. Термодинамические аспекты использования водорода для решения некоторых задач энергетики//Теплоэнергетика. 1986. № 10. С. 43—47.

64. Маргулова Т. Х. Об улучшении сепарационных характеристик парогенераторов АЭС с ВВЭР//Теплоэнергетика. 1984. № 11. С. 6—7.

65. Маргулова Т. Х. Современное состояние атомной энергетики мира//Теплоэнергетика. 1987. № 1. С. 74—75.

66. Методика оценки влияния маневренности блоков на величину топливных затрат/Р. З. Аминов, В. С. Савельев, А. А. Мадоян, А. Г. Залеский//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1975. № 1. С. 106—110.

67. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М.: Высшая школа, 1982. С. 319.

68. Методы и модели согласования иерархических решений/Под ред. А. А. Макарова. М.: Экономика, 1983.

69. Некоторые результаты экспериментальных исследований работы блока ВВЭР-1000 при скользящем начальном давлении пара/В. А. Иванов, Е. И. Игнатенко, Г. Г. Куликова и др.//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1982. № 12. С. 89—91.

70. Обоснование комплексного водного режима парогенераторов двухконтурных АЭС/А. С. Монахов, В. А. Зверев, В. Г. Лучкин и др.//Теплоэнергетика. 1984. № 12. С. 41—43.

71. Об эффективности получения дополнительной мощности на энергоблоках АЭС с ВВЭР/Р. З. Аминов и др.//Атомная энергия. 1986. Вып. 6. № 12. С. 397—401.

72. Осмачкин В. С. Кризис теплообмена при движении кипящей воды вдоль пучков тепловыделяющих стержней//Препринт ИАЭ им. И. В. Курчатова 2014. М.: изд. ИАЭ им. И. В. Курчатова, 1970.

73. О применении скользящего давления свежего пара для регулирования мощности энергоблоков АЭС/Б. А. Аркадьев, В. А. Палей, В. Ю. Иоффе//Теплоэнергетика. 1977. № 1. С. 39—42.

74. Платонов П. А. Вопросы работоспособности тепловыделяющих элементов на основе двуокиси урана в циркониевой оболочке//Теплоэнергетика. 1976. № 3. С. 89—93.

75. Понырин Л. С. Оптимизация параметров оборудования энергетических установок//Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. 1985. № 5. С. 60—71.

76. Проблемы создания на АЭС аккумуляторов тепла для атомных электростанций/А. П. Кириллов, Н. В. Паутин, М. Е. Воронков и др.//Энергетическое строительство. 1981. № 2. С. 33—36.

77. Проселков В. Н. Повышение маневренных характеристик АЭС//Атомная техника за рубежом. 1986. № 10. С. 10—14.

78. Разработка основных технических решений по энергоблоку мощностью 1500 МВт/Л. П. Сафонов, М. И. Гринман, П. А. Кругликов, В. И. Нишкевич//Тр. ЦКТИ. М.: изд. ЦКТИ, 1985. С. 3—9.



79. **Расширение** регулировочного диапазона атомных энергоблоков с водородными реакторами/А. П. Волков, Б. А. Трофимов, В. В. Зверков и др.// Проблемы энергетики Мурманской области и соседних районов СССР. Апатиты, 1980. С. 28—39.

80. **Рассохин Н. Г., Заряцкий А. В.** Выбор параметров при разработке полупикового энергоблока АЭС с ВВЭР//Теплоэнергетика. 1979. № 7. С. 62—63.

81. **Расширение** регулировочного диапазона энергоблоков с реакторами ВВЭР/Б. А. Дементьев, В. А. Петров, А. Г. Проскуряков, В. В. Пучков//Теплоэнергетика. 1984. № 2. С. 9—11.

82. **Реакторная** установка атомной станции теплоснабжения АСТ-500/Ф. М. Митенков, Е. В. Куликов, В. А. Сидоренко и др.//Атомная энергия. 1985. Т. 58. Вып. 5.

83. **Реакторная** установка ВВЭР-1000 — особенности проекта, итоги пуска пятого блока Нововоронежской АЭС и пути дальнейшего совершенствования установки/Ю. В. Вихорев, В. А. Вознесенский, В. П. Денисов и др.//Атомная энергия. 1981. Т. 50. Вып. 2. С. 87—94.

84. **Савченко В. А., Скородько С. Н.** Прекращение эксплуатации АЭС по истечении срока службы//Атомная энергетика. Итоги науки и техники. М.: изд. ВИНТИ, 1986. Вып. 4.

85. **Сепарационные** устройства АЭС/А. Г. Агеев, В. Б. Карасев, И. Т. Серов, В. Ф. Титов. М.: Энергоиздат, 1982.

86. **Свиштунов Е. П.** Исследование реального парораспределения в парогенераторе реакторной установки ВВЭР-1000//Энергомашиностроение. 1986. № 5. С. 32—35.

87. **Сигал М. В., Семенов В. В.** Оценка экономической целесообразности времени продления кампании водородных реакторов АЭС//Атомные электрические станции. М.: Энергия, 1980. Вып. 4. С. 157—162.

88. **Сидоренко В. А.** Безопасная эксплуатация атомных электростанций//Теплоэнергетика. 1984. № 11. С. 2—6.

89. **Симонов В. Д.** Использование французских АЭС для регулирования нагрузки//Теплоэнергетика. 1986. № 3. С. 73—75.

90. **Синев Н. М.** Экономика ядерной энергетики. М.: Энергоатомиздат, 1987.

91. **Скворцов С. А., Духовенский А. С.** О возможности создания корпусного энергетического реактора мощностью 2000 МВт//Теплоэнергетика. 1976. № 3. С. 3—6.

92. **Слесаренко В. Н.** Дистилляционные опреснительные установки. М.: Энергия, 1980.

93. **Совершенствование** критериев оценки экономичности эксплуатации АЭС с ВВЭР/А. А. Абагян, А. А. Матвеев, Е. И. Игнатенко, Т. В. Пшеченкова//Электрические станции. 1983. № 10. С. 15—18.

94. **Сравнительный** анализ надежности и экономичности блоков АЭС с одним и двумя турбоагрегатами/И. Я. Емельянов, А. И. Клемин, Ю. И. Карякин и др.//Атомная энергия. 1982. Т. 53. Вып. 2. С. 67—70.

95. **Татарников В. П.** Системы безопасности АЭС с типовым реактором ВВЭР-1000//Теплоэнергетика. 1980. № 10. С. 5—8.

96. **Тебин В. В., Юдкевич М. С.** Обобщенный подгрупповой подход к расчету резонансного поглощения//Атомная энергия. 1985. Т. 59. Вып. 2. С. 96.

97. **Типовой** алгоритм расчета технико-экономических показателей конденсационных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт/А. Г. Ажикин, П. А. Березинец, Н. Н. Борисова и др.; Под ред. Н. Ф. Комарова. М.: Служба передового опыта и информации Союзтехэнерго, 1978.

98. **Тепловые** испытания турбоустановки ХТЗ К-500-60/1500/Г. М. Коновалов, В. Д. Канаев, Ф. М. Сухорев и др.//Теплоэнергетика. 1984. № 4. С. 4—9.

99. **Трояновский Б. М.** О выборе типа парораспределения для турбин насыщенного пара//Теплоэнергетика. 1983. № 11. С. 28—32.

100. Управление энергораспределением и безопасность ВВЭР-1000 при работе в маневренном режиме/Е. В. Филипчук, В. А. Вознесенский, В. Г. Дунаев и др.//Атомная энергия. 1984. Т. 56. Вып. 2. С. 61—71.
101. Хрусталеv В. А. К вопросу об оптимальном продлении кампании мощных блоков АЭС с ВВЭР в энергосистемах//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1987. № 8.
102. Хрусталеv В. А., Данилов П. В. К вопросу о регулировании мощности турбоустановки двухконтурных АЭС//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1981. № 3. С. 111—112.
103. Хрусталеv В. А., Духовенский А. С., Осадчий А. И. О новых конструкциях с улучшенным энергоиспользованием//Атомная техника за рубежом. 1986. № 11. С. 17—20.
104. Хрусталеv В. А., Сердобинцев А. А. Об одном из способов получения дополнительной мощности на турбинах АЭС: Межвед. научн. сб. ст.//Повышение эффективности и технико-экономическая оптимизация атомных электростанций. Саратов. изд. СПИ, 1984. С. 67—72.
105. Хрусталеv В. А., Петин С. М. Об одном способе форсировки паротурбинных блоков АЭС//Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1981. № 7. С. 106—108.
106. Хуторецкий Г. М., Трофимов А. М. Турбогенератор с водородно-водяным охлаждением типа ТВВ-1000-4//Электрические станции. 1980. № 5. С. 2—10.
107. Ценность плутония в развивающейся ядерной энергетике/С. В. Брюнин, Ю. И. Корякин, В. А. Локшин и др.//Атомная энергия. 1973. Т. 35. Вып. 5. С. 306—309.
108. Чаховский Б. М. Аккумуляторы тепла на АЭС//Атомная энергия. 1984. Т. 56. Вып. 6. С. 389—396.
109. Черня Г. А. Суточные графики нагрузки объединенных энергосистем и вопросы повышения маневренности энергетического оборудования//Теплоэнергетика. 1975. № 11. С. 23—27.
110. Шевелев Я. В. Применение дисконтированных затрат для оценки эффективности хозяйственных мероприятий в ядерной энергетике//Экономика и математические методы. 1984. Т. 20. № 6. С. 1103—1112.
111. Шпильрайн Э. Э., Малышенко С. П., Кулешов Г. Г. Введение в водородную энергетику. М.: Энергоатомиздат, 1984.
112. Овчинников Ф. Я., Семенов В. В. Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических реакторов. М.: Энергоатомиздат, 1988.
113. Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических реакторов/Под ред. Ф. Я. Овчинникова. М.: Атомиздат, 1980.
114. Guesdon B. L'Adaptation des Reacteurs nucleaires a can pressurisee au suivi de Reseau// La technical moderne. 1985. Mars-Avril. P. 19-23.
115. Lehr M., Brown S. Load-follow capability demonstration at McGuire unit-1// Trans. Amer. Nucl. Soc. 1984. Vol. 46, No 1. P. 115-116.
116. ATWS parameter studies for a tight-lattice PWR/H. Amm, G. Frei, M. Dalle-Donn, I. M. Kallfelz, H. Histers// Anticipated and Abnormal plant transients Light-water Reactor. Proc. Amer. Nucl. Soc. Top. Meet., Jackson. Wyo. 26-29 Sept., 1983. Vol. 1. N.Y. Lond., 1984. P. 667.
117. Zeggel W., Berger H. D., Oldekop W. Fundamental Aspects of High Converting Pressured Water Reactors// Trans. Amer. Nucl. Soc. 1982. Vol. 40. P. 202-207.
118. Millot J. P., Tramaton S. Convertible Spectral Shift Reactor// Nucl. Europe. 1984. Vol. 4. P. 23-26.
119. Kucera B. The advanced pressurized water reactor: A complementary system to the closed fuel cycle// Trans. Amer. Nucl. Soc. 1984. Vol. 47. P. 307-309.
120. Pendori K., Sehuit F., Biluemaun D. Some neutron physical consequences of maximizing operated in the uranium-plutonium cycle// Nucl. Technology. 1982. Vol. 59. P. 256-269.
121. Ronen Y., Fahime Y. Combination of two spectral shift control methods

for pressurized water reactors with improved power utilization // Nucl. Technology. 1984. Vol. 67, No 1. P. 46-55.

122. Archbold M. J. Fuel-Labor and investment costs major factors of design // Electrical Light and Power. 1955. Nov.

123. Skvorcow S. A. Plutoniumgewinnung in Druckwasser-Reaktoren // Kernenergie. 1972. No 8.S. 249-252.

124. Bernero R., Sheron B., Jones R. A regulatory approach for nuclear power plant uprating // Trans. Amer. Nucl. Soc. 1985. Vol. 50. P. 385-386.

125. Beckman G., Gilly P. Y. Einsatz von Dampfspeichern zur wirtschaftlichen Spitzenlastdeckung mit Kernkraftwerken // Atom und Strom. 1973. Bd. 19, No 9. S. 96-101.

126. Oplatka G., Schmidt C. Deckung der Lastspitzen mit termisch gespeicherter Energie // Brown Boveri Mitt. 1980. Bd 8. P. 457-464.

127. Watts M. G. Enhancing PWR operating flexibility through variations in moderator temperature // Trans. Amer. Nucl. Soc. 1979. Vol. 31. P. 115-116.

128. Winokur M., Tepper L. Extension of load follow capability of PWR reactor by optimal control // IEEE Trans. Sci. 1984. Vol. 31, No 2. P. 932-939.

## СОДЕРЖАНИЕ

|                                                                                              |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Предисловие .....                                                                            | 3   |
| Список используемых сокращений .....                                                         | 5   |
| Глава 1. Работа АЭС с ВВЭР в энергосистемах .....                                            | 8   |
| 1.1. Режимы электропотребления .....                                                         | 8   |
| 1.2. Маневренные возможности энергоблоков .....                                              | 15  |
| 1.3. Сравнительная эффективность АЭС в режимах регулирования нагрузки .....                  | 35  |
| Глава 2. Единичная мощность ВВЭР и эффективность использования топлива .....                 | 39  |
| 2.1. Развитие и модернизация ВВЭР .....                                                      | 39  |
| 2.2. Совершенствование топливоиспользования в новых поколениях ВВЭР .....                    | 53  |
| 2.3. Пути повышения безопасности .....                                                       | 75  |
| Глава 3. Основы технико-экономических расчетов АЭС с ВВЭР .....                              | 80  |
| 3.1. Топливные затраты .....                                                                 | 80  |
| 3.2. Приведенные затраты и их формализация .....                                             | 94  |
| 3.3. Методы поиска наивыгоднейших решений .....                                              | 100 |
| Глава 4. Выбор структурной схемы энергоблока .....                                           | 106 |
| 4.1. Учет факторов надежности энергообеспечения .....                                        | 106 |
| 4.2. Технико-экономическая эффективность моноблока и дубли-<br>блока .....                   | 116 |
| 4.3. Вопросы выбора структурной схемы циркуляционного кон-<br>тура .....                     | 123 |
| Глава 5. Эффективность работы АЭС с ВВЭР на повышенной<br>мощности .....                     | 129 |
| 5.1. Повышение тепловой мощности реактора при эксплуатации .....                             | 129 |
| 5.2. Резервы производительности парогенераторов .....                                        | 137 |
| 5.3. Схемы и способы повышения мощности турбоустановок .....                                 | 142 |
| 5.4. Особенности форсировки мощности энергоблоков с прямоточ-<br>ными парогенераторами ..... | 152 |
| 5.5. Выбор и уточнение параметров и характеристик турбинной<br>части .....                   | 154 |
| 5.6. Системная эффективность форсировки мощности энерго-<br>блоков .....                     | 164 |
| Глава 6. Аккумулирование тепла на АЭС .....                                                  | 167 |
| 6.1. Технические и экономические основы применения аккумуляри-<br>рования тепла .....        | 167 |
| 6.2. Использование слабоперегретого пара в основном и пиковом<br>контурах .....              | 176 |
|                                                                                              | 263 |

|                                                                                      |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6.3. Выбор параметров пикового контура .....                                         | 182 |
| 6.4. Оптимальные параметры базовой турбины .....                                     | 189 |
| Глава 7. Регулирование нагрузки снижением мощности АЭС .....                         | 191 |
| 7.1. Оценка оптимальной загруженности АЭС в энергосистемах .....                     | 191 |
| 7.2. Нестационарное ксеноновое отравление .....                                      | 193 |
| 7.3. Деформация полей энерговыделения при изменении мощности ....                    | 202 |
| 7.4. Использование мощностного и температурного эффектов реактивности .....          | 206 |
| 7.5. Регулировочные возможности турбин .....                                         | 213 |
| Глава 8. Другие пути адаптации АЭС к переменным графикам нагрузок энергосистем ..... | 222 |
| 8.1. Комбинирование схем АЭС и пиковых ГТУ .....                                     | 222 |
| 8.2. Режимы использования ТЭЦ, ГЭС и АЭС при параллельной работе .....               | 237 |
| 8.3. Потребители-регуляторы в схеме и вне АЭС .....                                  | 248 |
| Список литературы .....                                                              | 256 |

Научное издание

АМИНОВ РАШИД ЗАРИФОВИЧ  
ХРУСТАЛЕВ ВЛАДИМИР АЛЕКСАНДРОВИЧ  
ДУХОВЕНСКИЙ АНДРЕЙ СЕРГЕЕВИЧ  
ОСАДЧИЙ АЛЕКСАНДР ИВАНОВИЧ

**АЭС с ВВЭР: Режимы, характеристики, эффективность**

Зав. редакцией *В. В. Климов*

Редактор *О. А. Степеннова*

Художественный редактор *Б. Н. Тумин*

Технический редактор *Н. В. Чиранова*

Корректор *Г. А. Полонская*

ИБ № 2337

Сдано в набор 13.04.89 Подписано в печать 31.10.89 Т-17238  
Формат 60×88<sup>1</sup>/<sub>16</sub> Бумага офсетная №2 Гарнитура литературная  
Печать офсетная Усл. печ. л. 16,17 Усл. кр.-отт. 16,17 Уч.-изд. л. 18,18  
Тираж 2300 экз. Заказ 2256 Цена 4 р.

Энергоатомиздат. 113114 Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени  
МПО «Первая Образцовая типография» Государственного комитета  
СССР по печати. 113054 Москва, Валовая, 28.